



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Probadores dinámicos de  
formación en pozos  
exploratorios**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Carlos González Gallardo

**ASESOR(A) DE INFORME**

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017**



## Índice.

Índice.	3
Resumen.	4
Abstract.	5
Introducción y Objetivo	6
Descripción de la Empresa	9
Antecedentes	10
Definición del Problema	10
Metodología	11
Caso de Estudio y Resultados	28
Conclusiones	46
Lista de abreviaturas	47
Bibliografía	49

# Resumen

Se ha escrito este trabajo después de estar desarrollando por más de seis años el puesto de especialista en probadores dinámicos de formación, realizando interpretaciones e interactuando con distintos clientes. El objetivo es presentar el conocimiento adquirido durante este tiempo.

Tradicionalmente los yacimientos en su etapa de exploración han sido caracterizados estáticamente a través de información de registros eléctricos, nucleares, etc. Los probadores dinámicos de formaciones arrojan información dinámica del tipo de fluido pudiendo recolectar muestras del mismo sin hacer complejas y costosas pruebas convencionales de producción.

Estas modernas herramientas han sido tan aceptadas en la industria, ya que los resultados de su aplicación pueden ser usados para la certificación de reservas en gran parte del mundo. En tal sentido varios operadores están adoptando como parte de su metodología de evaluación, el servicio de probadores dinámicos en la mayoría de sus pozos.

Aquí se presenta la aplicación de la tecnología del probador de formaciones, que permiten una caracterización dinámica a lo largo de toda la columna del pozo exploratorio. Con mediciones hechas con esta herramienta se lograron definir varias unidades hidráulicas, delinear contactos de fluidos y aplicar la metodología IPTT la cual permite optimizar y disminuir el número de pruebas de producción convencionales previstas en un pozo.

Los resultados de las pruebas convencionales de producción muestran errores menores de 10% en cuanto a resultados de gastos y permeabilidades medidos con el probador de formaciones, lo cual demuestra la confiabilidad de la metodología.

Adicionalmente a los beneficios de la caracterización del yacimiento, también se logra disminuir los tiempos de perforación y terminación, esto básicamente por dos razones: la primera, como se comentó anteriormente, por la disminución de la cantidad de pruebas convencionales de producción al identificar con anticipación zonas no prospectivas, la segunda se debe principalmente a la efectividad de la herramienta, la cual disminuye significativamente los tiempos de flujo en cada punto de medición. Este trabajo ilustra una alternativa de caracterización dinámica y su impacto en el tiempo y riesgo durante la exploración.

# Abstract

This work has been written after being developed for more than six years the position of specialist in dynamic formation testers, performing interpretations and interacting with different clients. The objective is to present the knowledge acquired during this time.

Traditionally the reservoirs in exploration stage have been characterized statically through data from electrical and nuclear logs. The formation testers provide dynamic data like fluid type and can collect samples without making complex and costly conventional well test.

These modern testers have been so widely accepted in the industry since the result of their application can be used for booking reserves in several regions of the world. In this sense, several operators are adopting formation testers, as part of their evaluation methodology in most of their wells.

Here I present the application of the dynamic formation testers' technology, which allow a dynamic characterization along the whole column of the exploratory well. Measurements made with this tool could define several hydraulic units, delineate fluid contacts and apply the IPTT methodology which allows optimizing and reducing the number of conventional well tests planned.

The results of the conventional well tests show errors less than 10% in terms of results of rates and permeabilities measured with the dynamic formation tester, which proves the reliability of the methodology.

In addition to the benefits of the reservoir characterization, it is also possible to reduce the drilling and completion times, basically for two reasons: first, as mentioned previously, by the decrease in the number of conventional well tests by identifying in advance non-prospective areas, the second is mainly due to the effectiveness of the tool, which significantly reduces the flow times at each station. This work illustrates a dynamic characterization alternative and its impact on time and risk during exploration.

# Introducción y Objetivo

El presente trabajo es un informe de las actividades que desarrollo mientras laboro en la compañía Schlumberger como experto en probadores dinámicos de formación en toda la región Marina de México y Centro América.

En los últimos años los probadores dinámicos de formación han sido de gran aceptación y uso en la industria petrolera ya que han permitido obtener información dinámica en menor tiempo y a menor costo.

En los últimos años se incrementó la actividad de exploración en la región marina del Golfo de México en búsqueda de nuevos plays con potencial de contenido de hidrocarburos.

El flujo general de trabajo para la evaluación de una formación consiste en delimitar el yacimiento utilizando la información sísmica y las correlaciones con los pozos, evaluando el volumen de las reservas, determinar los fluidos presentes y la capacidad para producirlos.

Los registros eléctricos y/o nucleares proporcionan información inicial sobre el tipo de fluido. Las pruebas de pozo conducen a la confirmación de propiedades del fluido en detalle, mediciones de presión más precisas y evaluación de la producción. Las pruebas de formación es el paso final antes de que el pozo se ponga a producir, y proporciona información esencial para diseñar la terminación del pozo y las instalaciones superficiales de producción.

Las preguntas principales que se resuelven con las pruebas de pozo varían desde, el gasto, tipo de fluido, eficiencia de flujo, presión del yacimiento, permeabilidad de la roca, los límites de drenaje, la efectividad de estimulación e inclusive encontrar algún problema en el aseguramiento del flujo. Las pruebas de pozo son un complemento esencial de los registros en el contexto de la evaluación de pozo/yacimiento.

Hay cuatro clases fundamentales en las que se agrupan las aplicaciones de las pruebas de pozo:

1. Mediciones de presión en la formación. Esta clase de aplicaciones usa directamente las mediciones de la presión estática de la formación.

2. Permeabilidad y daño de formación. La presión y otras mediciones asociadas (como el flujo de fondo) son interpretadas para obtener los parámetros dinámicos más relevantes de la formación para que el fluido fluya, como lo son la permeabilidad de formación, y cualquier ocurrencia de daño de formación que pudiera perjudicar el flujo.
3. Caracterización del fluido de formación. La esencia de las pruebas de formación es fluir el pozo, el cual presenta la oportunidad única de recuperar muestras del fluido del yacimiento.
4. Caracterización de yacimientos. La respuesta de la presión durante la prueba de un pozo nos proporciona la firma característica de los eventos durante el periodo de flujo en el yacimiento; que puede interpretarse en términos de sus fronteras, heterogeneidades y volumen del yacimiento.

Las pruebas de pozo son muy variadas en su naturaleza. A diferencia de las corridas de registros, las cuales consisten en el almacenamiento de las propiedades estáticas de formación como la densidad y la resistividad, las pruebas de pozo deben ser diseñadas antes de realizarse. La efectividad de las pruebas de pozo debe obedecer el ciclo diseño-ejecución-evaluación, donde las operaciones son primeramente diseñadas para buscar las mediciones de parámetros específicos, luego ejecutadas en el campo, y finalmente evaluadas. Si no se cumplen los objetivos, la evaluación se alimenta de nuevo para diseñar futuras pruebas –a veces también en el diseño de la prueba que se está llevado a cabo –y el proceso continúa a través del ciclo diseño-ejecución-evaluación para optimizar los resultados en comparación con las expectativas.

Hay tres formas principales para probar un pozo se clasifican de la siguiente manera:

- Pruebas convencionales de restitución. Que requieren una superficie amplia y equipos de fondo de pozo, son diseñadas para simular las características de la producción de nuevos pozos.
- Pruebas de cable. Son realizadas mayormente con el agujero descubierto usando un probador de formación operado con cable y herramientas de muestreo ancladas a una profundidad donde la comunicación con el yacimiento se establece a través de una o más probetas y/o empacadores.
- Pruebas de inyección y producción. Se realizan usando herramientas de registro de producción, y son conducidas para obtener la presión y mediciones de flujo opcionales.

Las pruebas de pozo se pueden llevar en cualquier estado en la vida de un yacimiento:

a) exploración

b) desarrollo

c) producción

d) inyección

En cada una de estas etapas, las pruebas son desarrolladas con un conjunto de objetivos, usando herramienta específica y diferentes opciones de diseño.

- En la etapa de exploración, las pruebas son realizadas con un probador durante la perforación o en cable en agujero descubierto posterior a la perforación, para medir presiones y coleccionar muestras de fluido, también es posible llevarlo a cabo con la sarta de perforación, para simular la producción cuando se realice la terminación.
- Durante la etapa de desarrollo, los objetivos de prueba son diferentes de aquellos de las etapas de exploración y evaluación.
- En la etapa de producción, los objetivos de las pruebas van desde la evaluación del flujo al monitoreo del yacimiento, la recolección de datos para una coincidencia de historial de simuladores de yacimiento.
- En el presente reporte se abordará la metodología y un ejemplo en ambientes exploratorios realizados posterior a la perforación haciendo uso de herramientas en cable con el objetivo de tener una caracterización dinámica básica temprana, así como pruebas más complejas diseñadas para caracterizar fluidos de formación in situ, y realizar análisis de transientes de presión.

# Descripción de la Empresa

La compañía Schlumberger es la compañía líder a nivel mundial en proveer tecnología, administración integrada de proyectos y de soluciones a los clientes trabajando en la industria petrolera alrededor del mundo. Su presencia abarca más de 80 países. Los servicios que maneja cubren toda la línea del sector *upstream* de la industria.

Schlumberger en México tiene más de 80 años brindando servicios a la industria petrolera nacional. Los principios que guían a la compañía son sus valores, su manera de trabajar y la forma en que lo hace donde su principal compromiso es proveer servicios que permiten incrementar y optimizar el desempeño de sus clientes.

Los valores de la compañía se enfocan en las personas, la tecnología y las ganancias que sustentan su trabajo.

Se divide principalmente en tres grupos:

1. Caracterización de Yacimientos
2. Perforación
3. Producción

El puesto de trabajo que desempeño es el de especialista en probadores dinámicos de formación; dentro de las actividades que realizo son la planeación, procesamiento e interpretación de datos adquiridos con herramientas de cable (WL) o de herramientas de registros durante la perforación (LWD), tales como MDT, (*Modular Dynamic Tool*), FPWD (*Formation Pressure While Drilling*).

# Antecedentes

En los últimos años México ha visto una reducción drástica en sus reservas de hidrocarburos, teniendo actualmente una reserva probada 1P de 13 billones de barriles de petróleo crudo equivalente

Para incrementar las reservas de hidrocarburo en México, se planteó una estrategia para incrementar la exploración en la región marina del Golfo de México, esto fue debido a que gran parte del potencial de México en materia de hidrocarburos recae en los yacimientos convencionales y la mayoría de los recursos prospectivos se encuentran en Aguas Profundas

Hasta hace unos años la evaluación de los yacimientos encontrados en pozos de aguas profundas en el Golfo de México se realizaba desarrollando pruebas de producción convencionales, DST (*Drill Stem Test*). Dichas pruebas podrían tomarse hasta 23 días, lo que representaba una significativa inversión en tiempo y costo para el operador. En miras a mejorar estos tiempos y por consiguiente optimizar el tiempo de plataforma que conlleva a una reducción en los costos se comenzó a utilizar los probadores dinámicos de formación en cable, WFT (*Wireline Formation Testers*).

## Definición del Problema

Los yacimientos a explorar en el Golfo de México en pozos tanto de aguas someras (tirantes de agua menores a 500 m) como de aguas profundas (tirantes de agua mayores a los 500 metros) son de una alta complejidad, no solo en su perforación sino también su caracterización ya que se pueden encontrar en ambientes geológicos altamente complejos, sistemas turbidíticos con alta heterogeneidad vertical y alta laminación, zonas con diferentes regímenes de presión por mencionar solo algunas. Aunado a los riesgos y costos tan elevados que implican la exploración, las operadoras se han visto obligadas a redoblar esfuerzos para disminuir los riesgos y los costos que implican la exploración de nuevos yacimientos sin sacrificar la obtención de la información necesaria para poder caracterizar los yacimientos y por lo tanto realizar incorporación de reservas. Para lograr esto ha sido necesario incluir tecnología cada vez más avanzada, como son los probadores dinámicos de formación.

# Metodología

Los probadores dinámicos de formación permiten complementar la caracterización estática que se obtiene mediante registros eléctricos y nucleares, permitiendo obtener información dinámica del yacimiento. Las aplicaciones de estos probadores incluyen la caracterización de los fluidos en fondo, la determinación de los parámetros clave del yacimiento realizando pruebas conocidas como IPTT (*Interval Pressure Transient Test*) o coloquialmente llamadas Mini-DST.

Para el desarrollo de estas pruebas es necesaria la participación de un grupo multidisciplinario de especialistas conformado por geólogos, petrofísicos e ingenieros de yacimiento, todos ellos trabajando en conjunto para determinar las zonas de interés a probar y así desarrollar un programa de toma de información exitoso.

La ejecución de los probadores dinámicos de formación requiere de un monitoreo en tiempo real las 24 horas del día en la que interactúa el grupo de especialistas junto con el personal de operaciones que se encuentra costa afuera en la plataforma operando el probador de formación.

Durante este monitoreo se efectúan distintas operaciones que permitirán conocer la presión de formación de manera puntual en cada una de las zonas que se desee probar, también el tipo de fluido presente en el yacimiento, de ser requerido es posible obtener muestras de dicho fluido que posteriormente será recuperado en superficie para su posterior análisis en laboratorio, cuando se presenta esta necesidad es indispensable que el fluido que se obtiene tenga un bajo nivel de contaminación (fluidos ajenos a la formación) para que sea representativo por lo que durante el monitoreo de la operación es crucial analizar la contaminación que tiene el fluido para definir el momento óptimo para recuperar la muestra.

Para obtener la información arriba mencionada se utilizan distintas herramientas que describiremos a continuación:

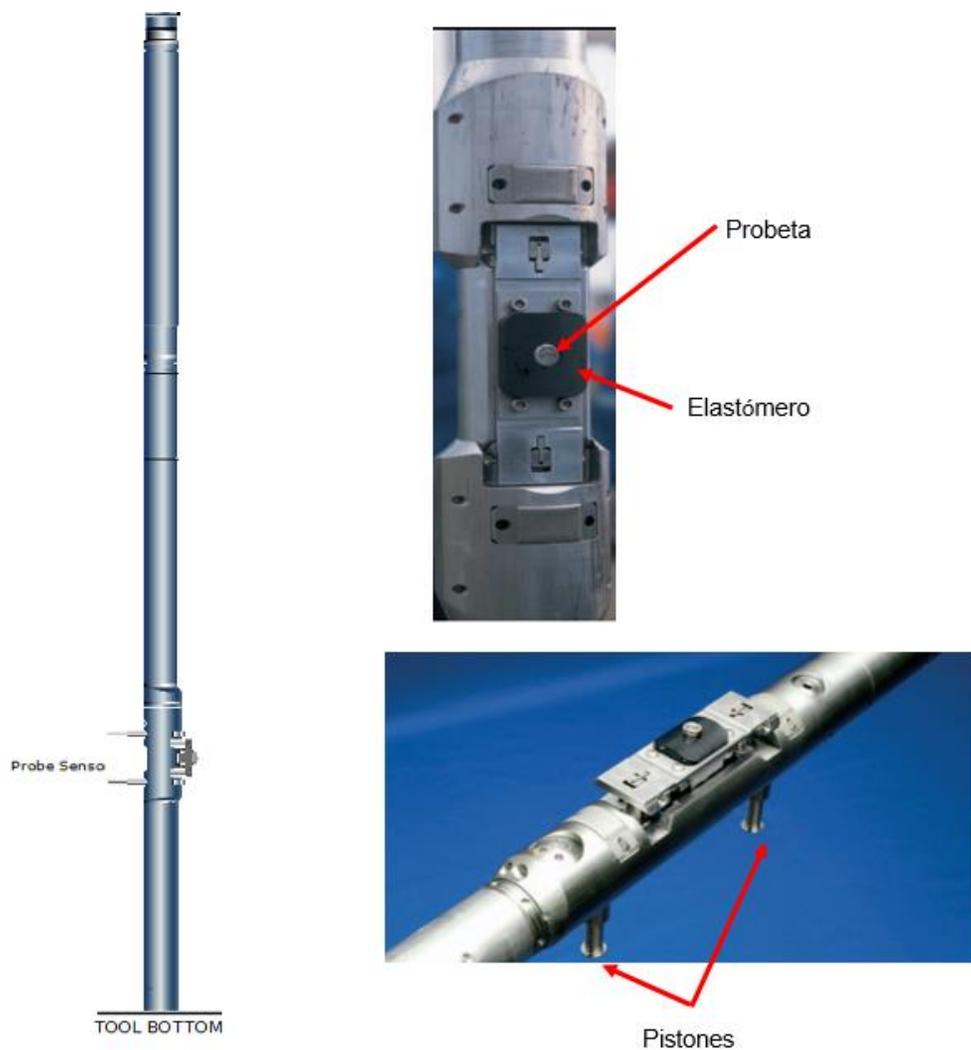
## **Pressure Express Tool XPT**

La herramienta XPT está diseñada para obtener mediciones de presión y movilidad de alta calidad, puede realizar la cantidad de estaciones que sean necesarias a lo largo de todo el intervalo descubierto obteniendo perfiles de presión y movilidad que combinados con la información petrofísica permite desarrollar un modelo estático del yacimiento.

Otra aplicación es poder calcular gradientes de presión los cuales permitirán inferir el tipo de fluido presente en la roca, así como delimitar las zonas prospectivas verticalmente.

La herramienta se corre en cable y es combinable con otras herramientas lo que permite optimizar el número de corridas para la evaluación del yacimiento.

Su funcionamiento es a partir de una probeta con un elastómero la cual se “setea” contra la pared del pozo, es decir que se despliega a través de un par de pistones para hacer contacto con la pared del pozo y así comunicarse con el yacimiento. **(Figura 1)**



*Figura 1 Herramienta XPT*

Las principales características de la herramienta son las siguientes:

Longitud de la Herramienta = 6.43 m (21.1 ft)

Peso Total = 204 kg (450 lb<sub>f</sub>)

Diámetro Exterior = 3 7/8" sección de la probeta, 3 3/8" resto de la herramienta

Diámetro del Pozo en Agujero Descubierta = 4.75" a 15.4"

Temperatura Limite = 150 °C (300 °F)

Presión Limite = 20 kpsi

Rango de Volúmenes de Prueba = 0.1cc - 37cc

Rango de Gastos de Prueba = 1.2 cc/min (0.02 cc/s) – 160 cc/min (2.6 cc/s)

Sobrebalance Máximo = 7500 psi

Fuerza de Anclaje = ~ 2350 kg<sub>f</sub> (~5150 lb<sub>f</sub>)

Tensión Máxima (para pesca) = 22,676 kg<sub>f</sub> (50,000 lb<sub>f</sub>)

Compresión Máxima (para pesca) = 9,977 kg<sub>f</sub> (22,000 lb<sub>f</sub>)

Sensores: 2 de Zafiro, precisión de ±5 psi. Cuarzo, precisión de ± 2 psi + 0.01%

Empleando este tipo de herramientas se pueden obtener mediciones de presión y calcular la movilidad ( $k/\mu$ ), esto se obtiene aislando la comunicación entre el pozo y la formación mediante el uso del elastómero, una vez que se obtiene este sello (aislamiento) se realiza un "pretest", el cual se muestra en la **Figura 2**. Esta operación es realizar una pequeña succión a un gasto y volumen determinado con la intención de generar un disturbio de presión (*drawdown*) seguido de un incremento de presión (*buildup*) hasta obtener presión estabilizada la cual se registra mediante un sensor de cuarzo.

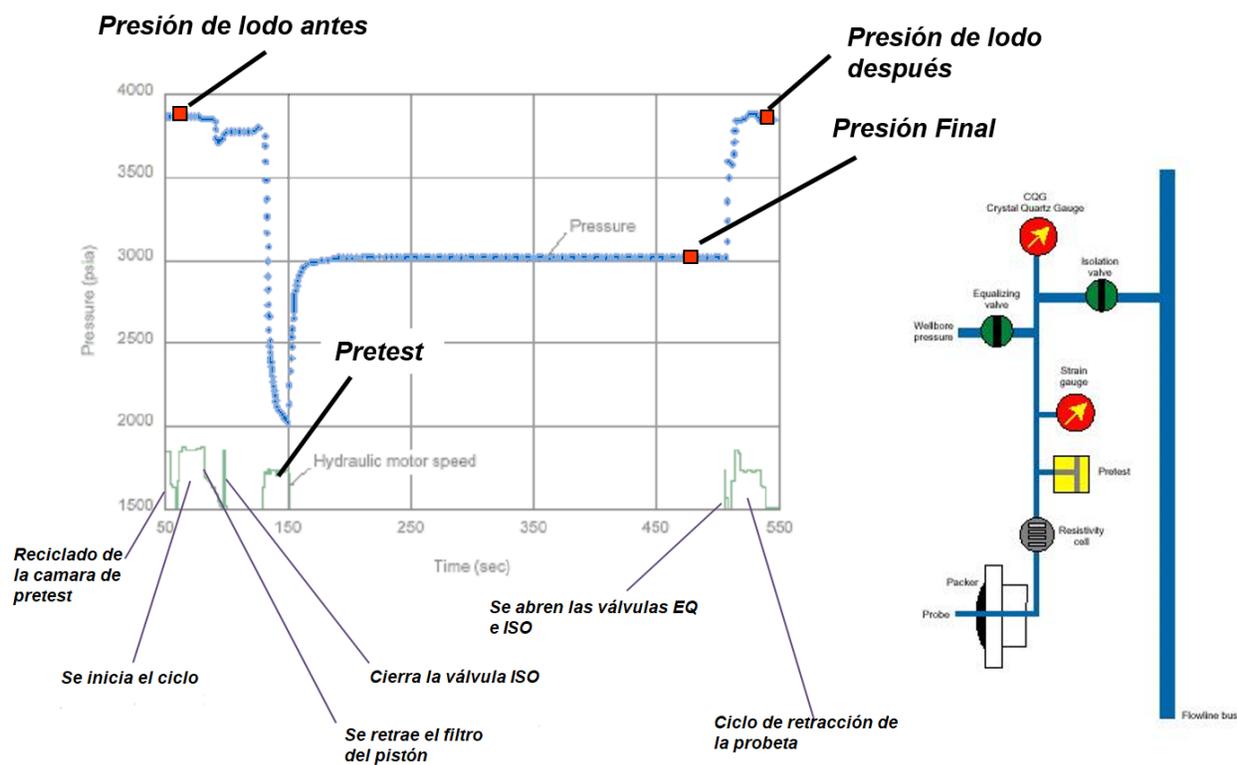


Figura 2 Pretest

## Movilidad

Dentro de los probadores de formación cuando se realiza un pretest es posible calcular la movilidad, la movilidad es la relación de la permeabilidad ( $k$ ) con la viscosidad ( $\mu$ ). La movilidad proveniente de un pretest puede ser determinada de una o dos fuentes:

- Decremento (*Drawdown*)
- Incremento (*Buildup*)

El cálculo de la movilidad en función del decremento o cálculo del área generada por el disturbio de presión involucra el volumen utilizado para generar el decremento, así como todas las mediciones de presión menores a la última presión registrada en el incremento, como se muestra en la **Figura 3**. Al tratarse de un probador de formación, en la ecuación entra en juego el factor geométrico de la probeta utilizada.

La movilidad se puede expresar matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$\frac{k}{\mu} = C_{pf} \frac{V}{\sum(\Delta P * \Delta t)}$$

Donde:

k: permeabilidad [md]

$\mu$ : viscosidad [cp]

$C_{pf}$ : factor de forma [(md/cp) psi / (cm<sup>3</sup>/s)]

V: Volumen [cm<sup>3</sup>]

P: presión [psi]

t: tiempo [s]

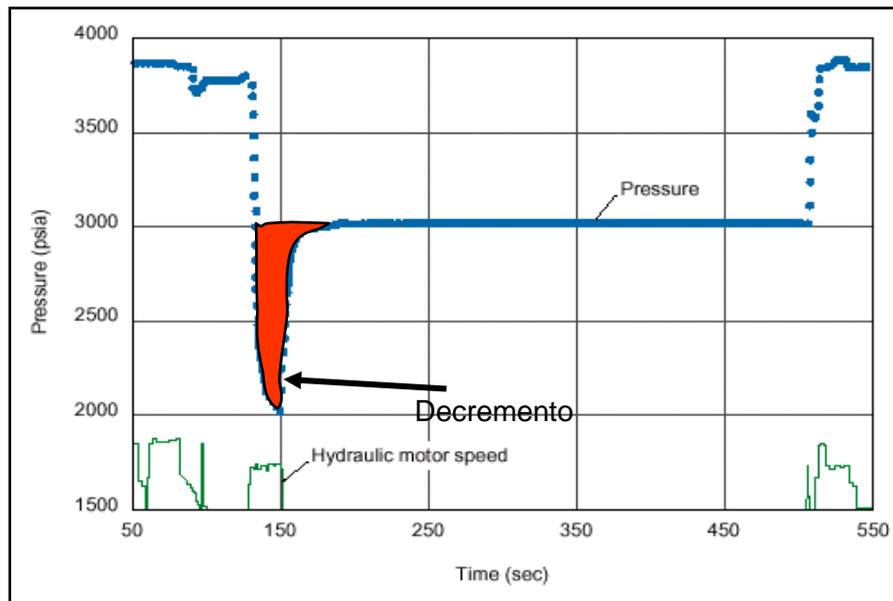


Figura 3 Decremento

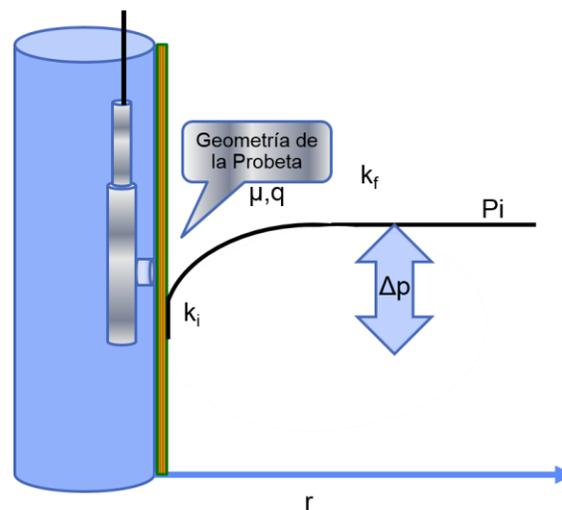
En la figura 3 se observa un ejemplo típico de un *pretest*, o prueba para obtener la medición de presión del yacimiento y calcular su movilidad en función del decremento generado. En donde el disturbio de presión para obtener el decremento se logra mediante la extracción de un volumen a un cierto gasto, ambos conocidos con los cuales se podrá calcular la movilidad. Una vez que se

genera el decremento viene enseguida un incremento de presión el cual se estabilizará y será la presión de la formación en dicho punto.

Los tres principales retos para calcular la movilidad a partir del decremento son:

- Geometría de la Probeta y el flujo asociado a ella.
  - Factor geométrico de la forma del flujo
- Se requiere de un estado estacionario de flujo
- Daño
  - El  $\Delta p$  que se observa es derivado de los efectos cercanos al pozo

En la **Figura 4** se muestra una representación grafica de los factores que intervienen en la determinación de la movilidad.



Donde:

k: permeabilidad    μ: viscosidad

P: presión    t: tiempo    q: gasto

*Figura 4. Factores que interfieren en la movilidad*

Una vez que se realizan varias estaciones de presión es posible trazar gradientes de presión, como se muestra en la **Figura 5** lo que permitirá inferir el tipo de fluido presente en la formación, así como la identificación de contactos de fluidos, barreras verticales y horizontales (**Figura 6**).

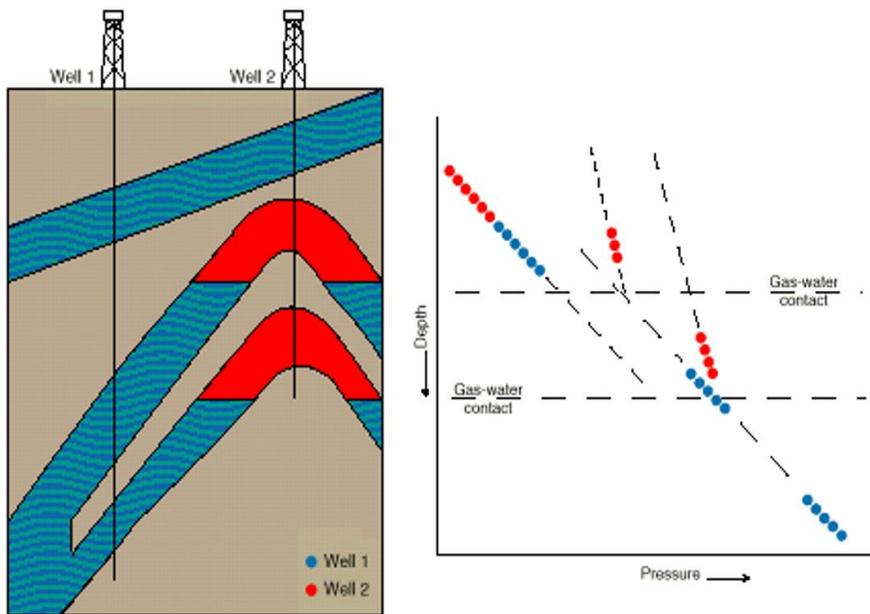


Figura 5. Aplicaciones de las mediciones de presión

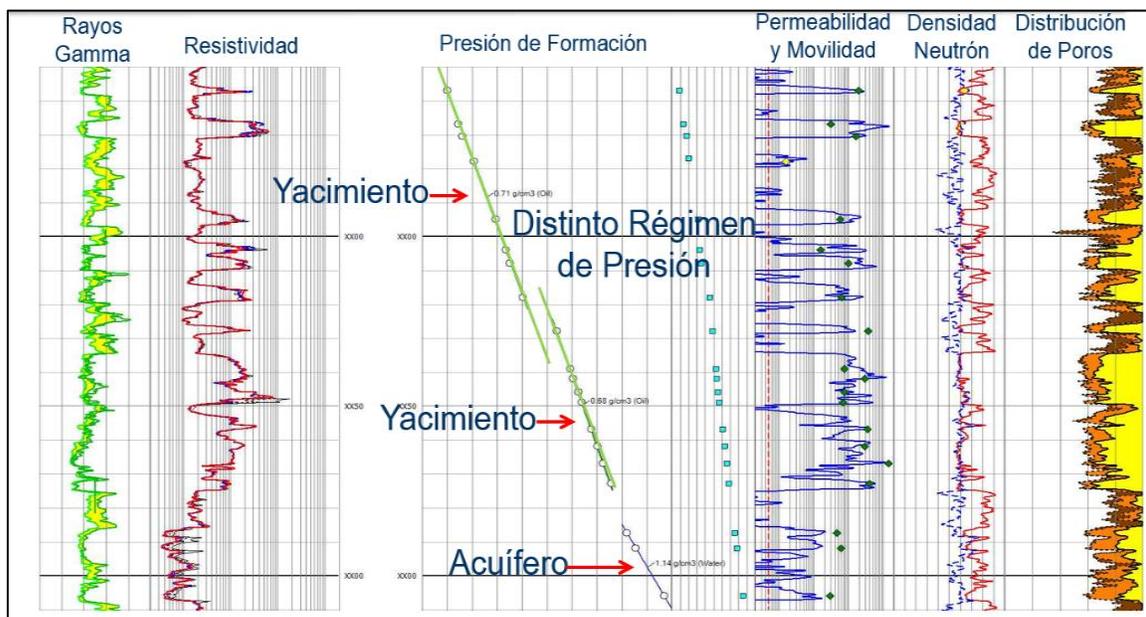


Figura 6 Compartimentalización identificada con mediciones de presión

Adicionalmente a la herramienta XPT hay otra herramienta de la familia de los probadores dinámicos de formación que además de permitir realizar mediciones de presión y cálculos de movilidad nos da la facilidad de llevar el fluido del yacimiento hacia dicha herramienta y además la opción de poder identificarlo y caracterizarlo en fondo. Dicha herramienta es llamada **Probador**

**Dinámico Modular, MDT** por sus siglas en inglés (*Modular Dynamic Tester*). Como su nombre lo menciona, esta herramienta es modular lo que significa que permite al usuario diseñarla según los objetivos a cumplir.

## **Módulos MDT**

A continuación, se describen cada uno de los módulos principales que pueden usarse en una herramienta MDT.

- **Cartucho de Poder**

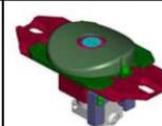
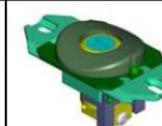
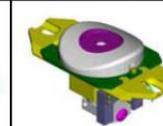
El módulo llamado cartucho de poder (MRPC, Electronic Power Module) convierte la corriente alterna que viene de superficie en corriente directa para proveer de energía al resto de los módulos en la herramienta. Es una parte esencial en cualquier configuración de MDT y solo puede ser colocada en la parte superior de la sarta.

- **Módulo de Potencia Hidráulica**

El módulo de potencia hidráulica (MRHY, Hydraulic Power Module) contiene un motor eléctrico y una bomba hidráulica que provee potencia hidráulica para colocar y retractar la probeta (sencilla o doble). Se coloca junto al módulo de la probeta (sencilla o doble) para permitir que la probeta se retracte si se presentase un evento de pérdida de energía.

- **Probeta sencilla**

El módulo de probeta sencilla (MRPS, Single-probe Module) contiene el juego de piezas de la probeta-con empacador y pistones telescópicos-sensores de presión, sensores de temperatura y la cámara de “pretest” de 20 cm<sup>3</sup>. El módulo MRPS también contiene un sensor “Strain” y el sensor CQG de alta resolución. El volumen, gasto y el decremento en esta cámara pueden ser controlados desde superficie y se puede ajustar en cualquier momento dependiendo de las condiciones que se tengan, esto es especialmente útil cuando se realizan pruebas en formaciones apretadas. En la **Figura 7** se muestran los tipos de probetas y las áreas de flujo.

Probe Type	Standard Diameter (SP)	Large Diameter (LDP)	Extra Large Diameter (XLD)	Large Area Packer (LAP)	Elliptical Probe (EP)
Probe Configuration					

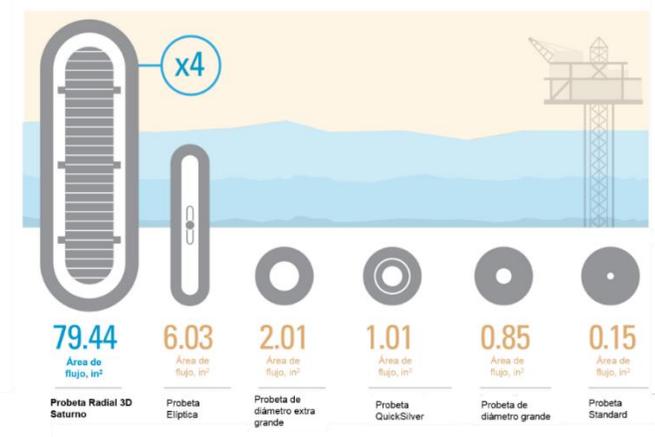


Figura 7 Probetas y sus áreas de flujo

- **Módulo de cámara de muestreo**

Los módulos de cámara de muestreo (MRSC, Modular Sample Chamber) están disponibles en tres diferentes tamaños: 1, 2.75 y 6 galones. Las cámaras de 1 y 2.75 galones son fabricadas en dos versiones resistentes y no resistentes al ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). Las cámaras de 1 y 2.75 galones pueden ser colocadas en cualquier parte de la sarta, solo la cámara de 6 galones debe ser colocada en la parte más baja de la herramienta.

- **Módulo de multi-muestras**

El módulo de multi-muestras (MRMS, Multisample Module), mostrado en la **Figura 8** permite recuperar muestras de alta calidad para análisis PVT. Hasta seis muestras pueden ser recuperadas por cada módulo MRMS. Debido a que pueden ser combinados varios

módulos MRMS el número total de muestras por corrida en el pozo solo está limitada por la fuerza del cable y las condiciones del pozo (desviación, etc...). El módulo MRMS puede utilizar dos tipos de botellas que fácilmente pueden ser retiradas de la herramienta para ser transportadas al laboratorio de análisis PVT por lo que no se requiere que las muestras sean transferidas a otro contenedor en el pozo. Las características de estos dos tipos de botella son las siguientes: MPSR botella que puede contener 450 cm<sup>3</sup> de fluido y las botellas SPMC (**Figura 9**) que pueden contener 250 cm<sup>3</sup> de fluido, la diferencia con las MPSR además del volumen que pueden contener es que este tipo de botella garantiza mantener el fluido en una sola fase, esto lo hace presurizando la muestra con nitrógeno lo que asegura que la muestra se mantenga en una sola fase en todo el trayecto del fondo hasta superficie.



*Figura 8 MRMS*



*Figura 9 Botella Monofásica SPMC*

- **Módulo de bombeo**

El módulo de bombeo (MRPO, Pumpout Module), mostrado en la **Figura 10** es utilizado para desplazar el fluido no deseado de la formación (filtrado de lodo) hacia el pozo hasta que se obtenga fluido virgen de formación para captar muestras representativas. También este módulo es utilizado para que el fluido se mueva desde el pozo hacia la formación cuando se desea realizar un mini fracturamiento o también llevar fluido del pozo hacia la línea de flujo de la herramienta para inflar los empacadores.



*Figura 10. Bomba STD*

- **Módulo LFA**

El módulo LFA (Live Fluid Analyzer), mostrado en la **Figura 11**, emplea un espectrómetro de absorción el cual utiliza la luz visible y la cercana al infrarrojo para cuantificar la cantidad de fluidos de perforación y de yacimiento en la línea de flujo del MDT. La luz es transmitida a través del fluido y medida por el espectrómetro del LFA. La cantidad de luz absorbida por el fluido depende de su composición (**Figura 12**). El agua y el aceite son fácilmente identificables debido a su espectro de absorción único que los caracteriza.

El espectrómetro también incluye una medición de absorción de metano ( $\text{CH}_4$ ) la cual independientemente puede identificar gas en el fluido, así como determinar la relación gas aceite (RGA) in-situ. Detectando el color y el contenido de metano en el fluido bombeado desde la formación es posible ajustar y calibrar modelos para determinar el tiempo óptimo para recuperar una muestra limpia para análisis PVT. Un segundo sensor en el módulo LFA es el refractómetro de gas, con el cual se puede diferenciar entre gas y líquido. Este sensor independiente asegura tomar muestras de aceite por encima de la presión de burbuja, así como la identificación de gas en zonas que solo contengan este fluido.

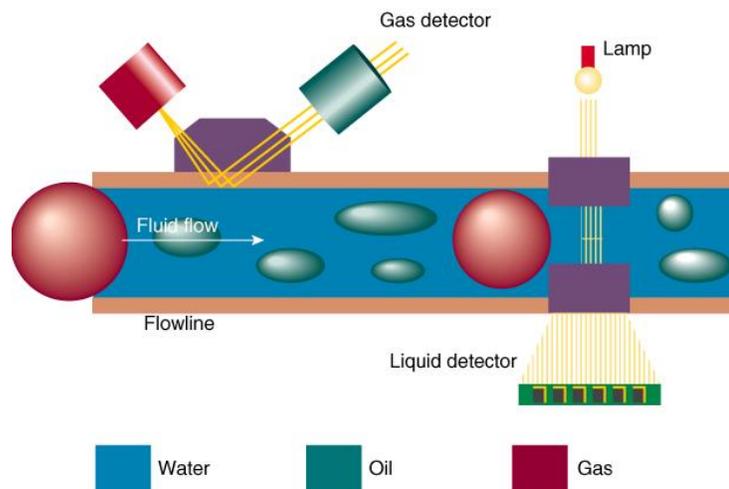


Figura 11. Sensores en la línea de flujo del LFA

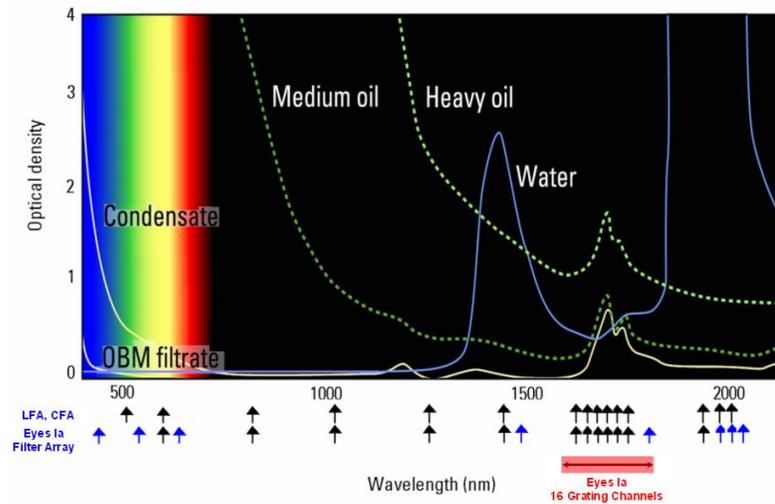


Figura 12. Espectroscopía Óptica

- **Módulo IFA**

El módulo IFA (In Situ Fluid Analyzer) es la última generación en analizadores de fluidos en fondo, en la **Figura 13** se muestran los sensores utilizados, así como el LFA también cuenta con un espectrómetro de absorción que permite identificar el tipo de fluido presente, pero incluye la característica de poder distinguir y determinar la composición del hidrocarburo en fracciones de  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ - $C_5$ ,  $C_6+$ ,  $CO_2$ . (**Figura 14**)

Además, permite tener mediciones de densidad y viscosidad a las condiciones de presión y temperatura en la línea de flujo, también incluye mediciones de fluorescencia del fluido y determina la RGA. Todo esto en conjunto permite tener una mejor caracterización del fluido en fondo lo que permite identificar si existe variación composicional, compartimentalización que ayude a identificar las distintas unidades hidráulicas.

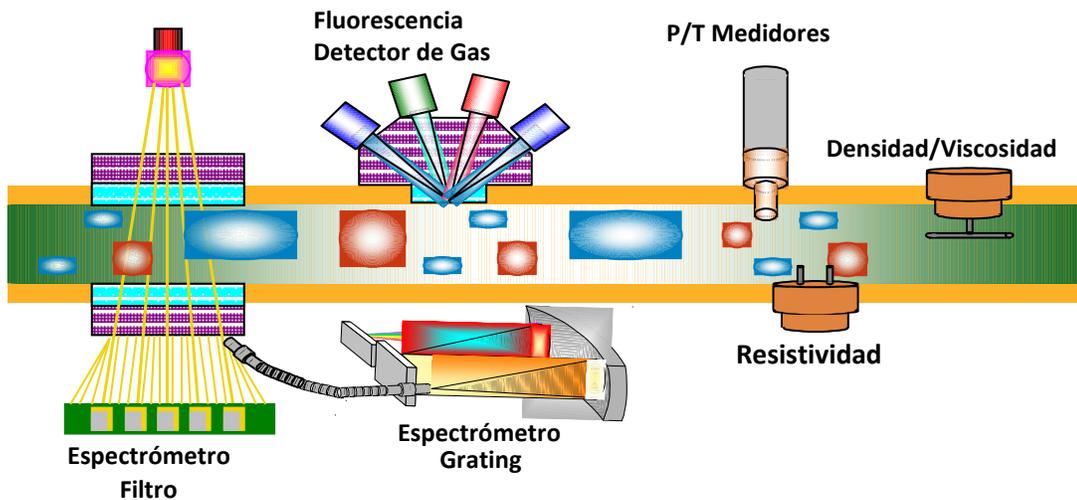


Figura 13 Sensores en la línea de flujo del IFA

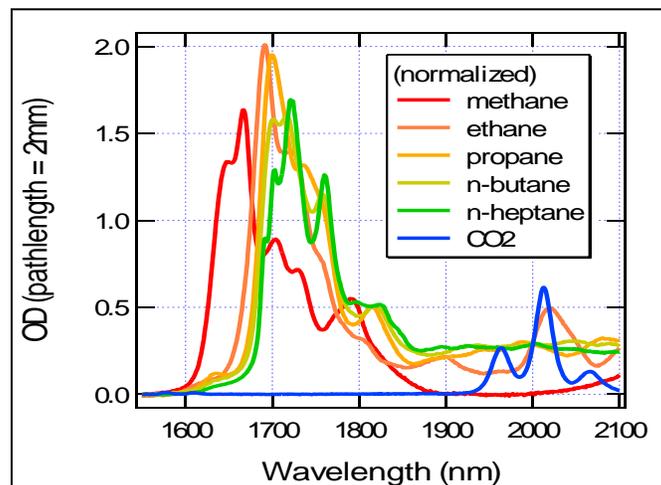
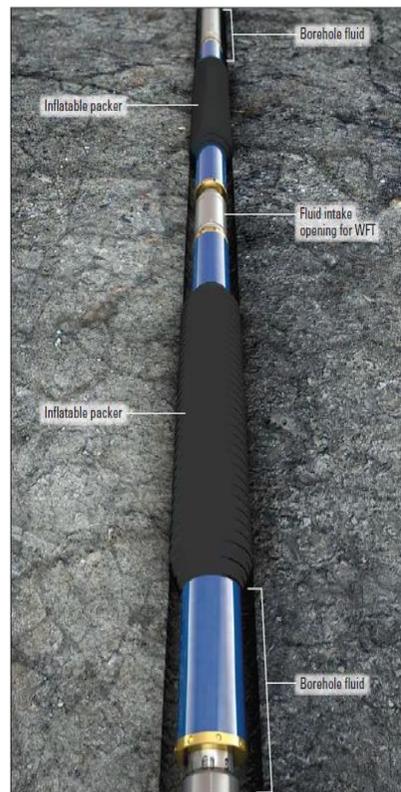


Figura 14 Análisis Composicional

- **Módulo de Doble Empacador**

El módulo de doble empacador (MRPA, Dual-packer Module) utiliza dos empacadores inflables que se inflan contra la pared del pozo para aislar un intervalo de formación (0.9-3.3 m), mostrado en la **Figura 15**. Este módulo permite comunicarnos con la formación obteniendo un área de comunicación que es miles de veces más grande que la que se logra con una probeta típica de un probador de formación. Esta área de flujo mayor permite bombear fluido a un mayor gasto sin tener una caída de presión tan grande, ideal para zonas de baja movilidad o en zonas donde el fluido se encuentra cerca de su punto de

saturación. Dependiendo del volumen desplazado el MRPA puede dar un estimado de la permeabilidad con un radio de investigación dentro de las decenas de metros. El MRPA también es útil para realizar mediciones de presión y tomar muestras de fluidos en formaciones apretadas, altamente laminadas, vugulares, poco consolidadas y/o formaciones fracturadas. Otro funcionamiento de este módulo es que puede ser utilizado para realizar pruebas de transiente de presión, lo que permite optimizar o reemplazar las pruebas DST.



*Figura 15 Doble empacador*

- **Módulo Empacador Sencillo (Saturno)**

El módulo de Empacador Sencillo (Saturno), mostrado en la **Figura 16** utiliza un empacador inflable que se infla contra la pared del pozo; en su estructura cuenta con 4 probetas insertadas y separadas 90 grados entre sí lo que le permite tener flujo radial. Este módulo permite comunicarnos con la formación y es ideal para su uso en zonas donde la formación es poco consolidada ya que la estructura del módulo le da un soporte mecánico. Además, es ideal para probar zonas de baja permeabilidad y/o con fluidos altamente viscosos ya que permite trabajar con un diferencial de presión de hasta 8000 psi. Otro funcionamiento

es que al igual que el doble empacador se puede utilizar para realizar pruebas de transiente de presión.



Figura 16. Empacador Radial (Saturno)

Evolución de los probadores dinámicos de formación.

Los probadores dinámicos de formación son herramientas que han estado en la industria por mucho tiempo, pero se han ido actualizando hasta llegar a ser la tecnología que son ahora. La **Figura 17** muestra cómo han evolucionado a lo largo del tiempo.

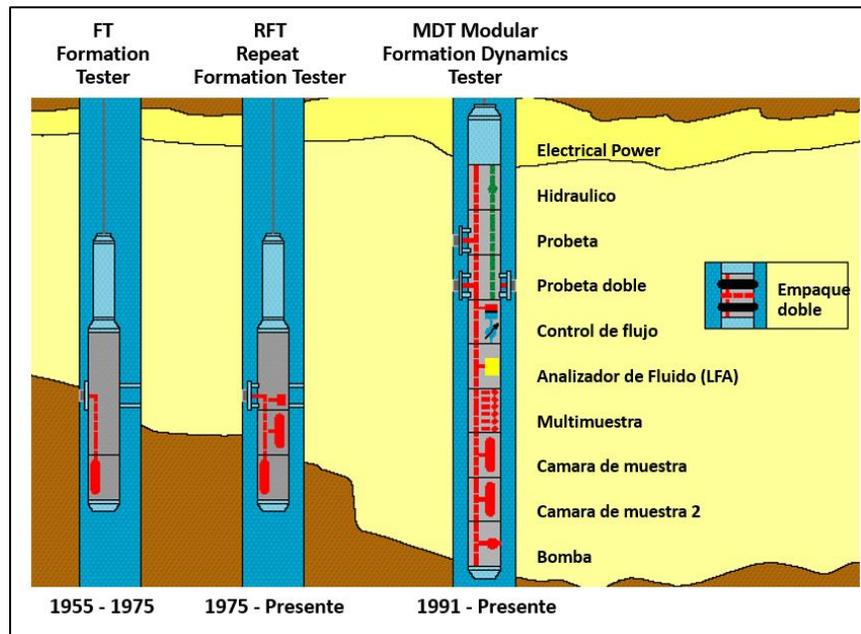


Figura 17. Evolución de los probadores

Una típica sarta de MDT (**Figura 18**) para caracterizar un yacimiento en un pozo exploratorio se compone con los siguientes módulos, los cuales ya fueron descritos con anterioridad, solo faltaría por mencionar los módulos EDTA-A, EDTA-B y LEHQT, los dos primeros son adaptadores que permiten transmitir la información de los módulos inferiores hacía los receptores en superficie mediante el cable de registros; el LEQHT es el sensor de tensión en la cabeza de la herramienta, se utiliza para monitorear el peso de la herramienta y la tensión que llegase a tener en caso de atrapamiento.

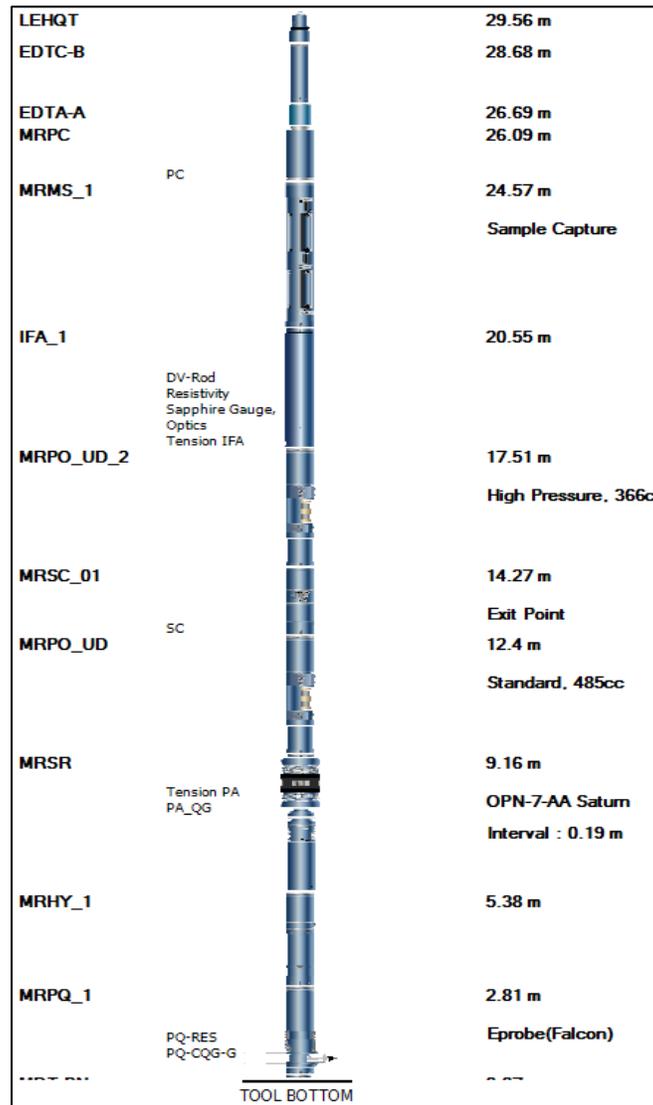


Figura 18 Sarta MDT

# Caso de Estudio y Resultados

Se presenta un caso de estudio donde se muestra la aplicación de los probadores dinámicos, así como las actividades que desarrollo durante este tipo de trabajos.

En los pozos exploratorios se requiere adquirir la mayor información posible que permite realizar la caracterización inicial y por consiguiente definir la prospectividad del play evaluado. En este caso se trata de un yacimiento principalmente de areniscas del terciario donde se encontró aceite.

Usualmente en un pozo de exploración se toman los siguientes registros:

1. DSI-BGT-RG
2. FMI-LDL-CNL-RG
3. AIT
4. XPT-MDT-RG

La corrida 1 consiste en el registro sónico dipolar (DSI, Dipole Shear Sonic Imager ) el cual permitirá realizar un procesado para tener un análisis de la porosidad, correlación sísmica, detección de zonas laminares, fracturas y realizar estudios de propiedades mecánicas. Con El registro de geometría del pozo (BGT, Borehole Geometry Tool) se tendrá un análisis cualitativo del pozo, análisis de desviación y cálculo de volumen del pozo para estimar el volumen de cemento necesario para cuando se realice el revestimiento del agujero.

La corrida 2 que incluye el registro de imagen resistiva (FMI, Fullbore Formation Microimager), la cual corresponde a imágenes micro resistivos para lodos base aceite con la cual es posible describir eventos geológicos complejos facilitando la interpretación del ambiente geológico presente; el registro de litodensidad (LDL-CNL, Litho Density Log - Compensated Neutron Log) tiene el objetivo de medir la densidad total de la formación y el índice de absorción fotoeléctrica, además de realizar el análisis de porosidad y determinación de litología.

La corrida 3 incluye el registro de inducción multiprofundidad (AIT, Array Induction Imager Tool) con el que se realizan mediciones de la resistividad de la formación para determinar e identificar zonas permeables e identificar las zonas invadidas por el filtrado de lodo de perforación.

La corrida 4 incluye el registro presión exprés (XPT, Formation Pressure Test Log ) con el cual se obtiene la presión de formación a distintas profundidades, se estima la movilidad y es posible

realizar gradientes de presión para inferir el tipo de fluido presente en la formación. Con la herramienta dinámica modular (MDT) será posible nuevamente registros de presiones y temperaturas de la formación, identificación de fluidos in-situ, recuperación de muestras en fondo para análisis PVT.

Con las primeras 3 (**Figura 14**) corridas de registros se puede realizar una caracterización estática de manera inicial, al incluir la corrida número 4 que incluye los probadores dinámicos de formación se puede complementar esa caracterización estática agregando información dinámica para poder tener una caracterización integrada.

En la siguiente figura se observa los registros obtenidos de las 3 primeras corridas realizadas

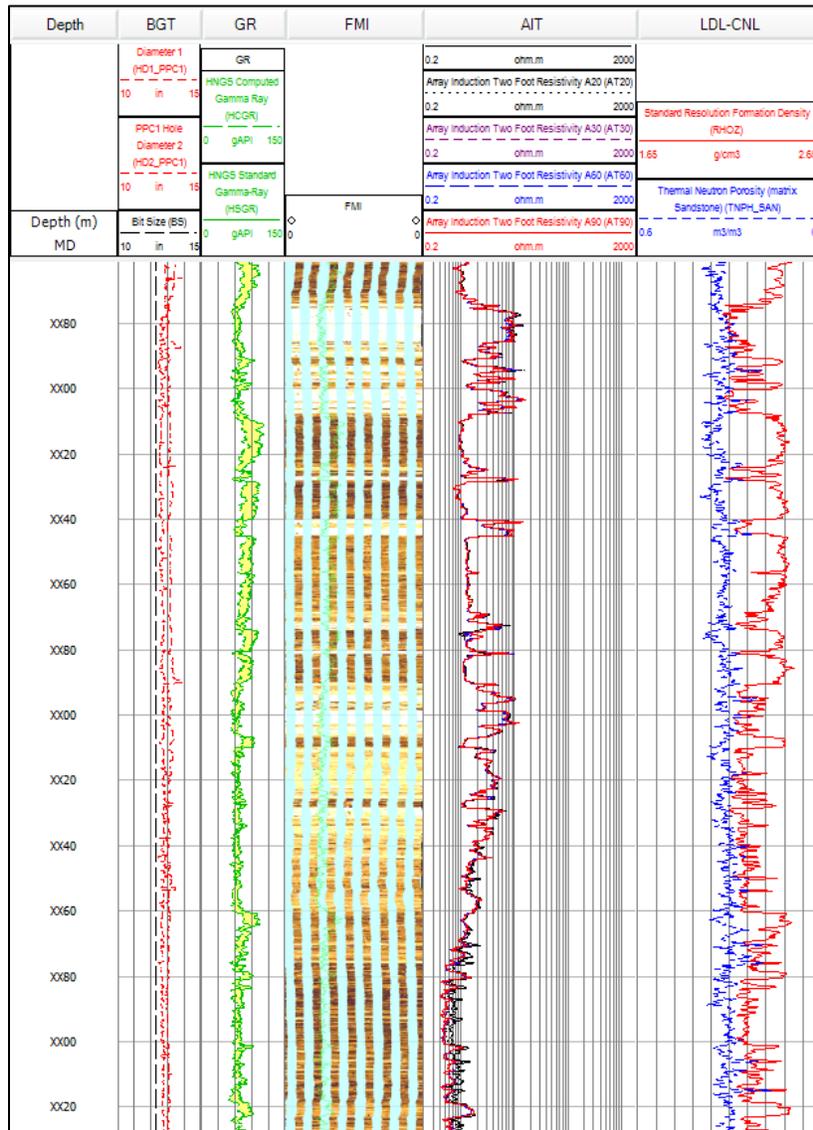


Figura 1917 Registros estáticos

Una vez adquiridos los registros estáticos es posible identificar las zonas de mayor interés para la operadora, dichas zonas serán evaluadas haciendo uso del probador dinámico de formación MDT (Figura 20) .

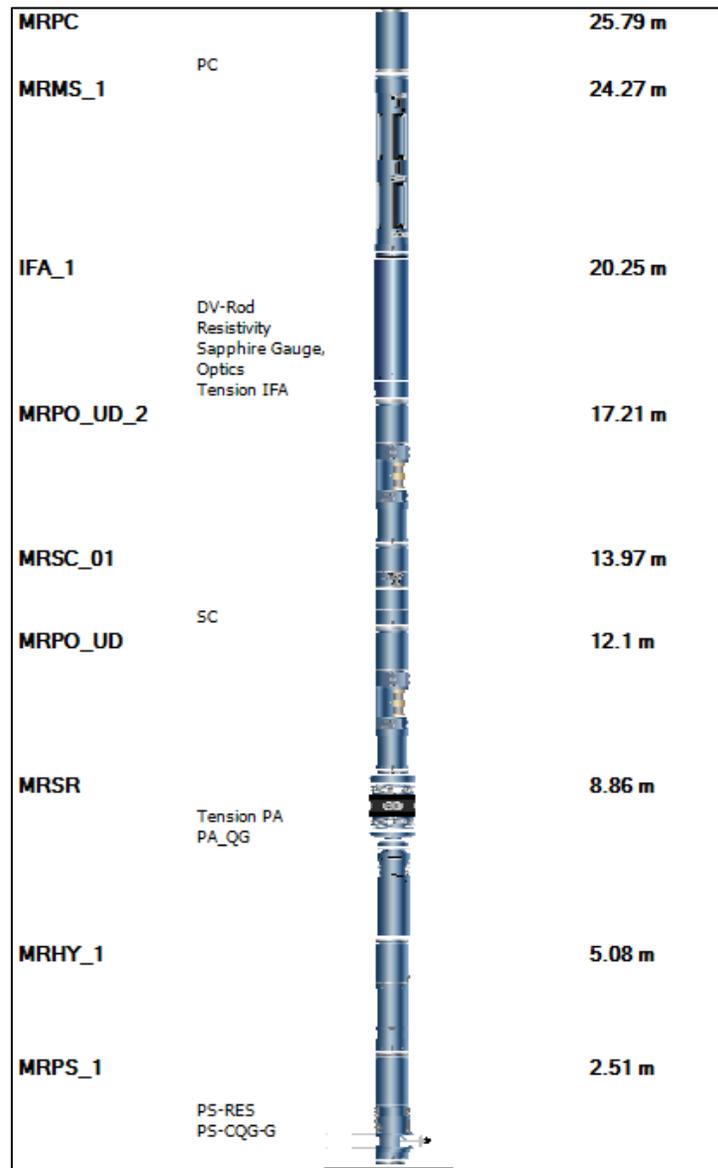
Para este caso los objetivos para el probador dinámico de formación son los siguientes:

1. Medir la presión de formación
2. Registrar la temperatura

3. Identificar los regímenes de presión
4. Calcular gradientes de presión para inferir tipo de fluido
5. Identificar el contacto agua-aceite
6. Calcular la movilidad
7. Identificar y caracterizar el tipo de fluido
8. Recuperar muestras con bajos niveles de contaminación para realizar análisis PVT en laboratorio

Para cumplir dichos objetivos se requiere diseñar la sarta necesaria con los módulos disponibles. Quedando la sarta de la siguiente manera descrita de abajo hacia arriba:

- Módulo de probeta XLD (MRPS)
- Módulo hidráulico (MRHY)
- Módulo de empacador radial Saturno (MRSR)
- Módulo de bomba tipo standard (MRPO\_UD)
- Módulo de cámara de muestreo habilitado como puerto de salida (MRSC)
- Módulo de bombeo tipo alta presión (MRPO\_UD\_2)
- Módulo de analizador de fluidos in-situ (IFA)
- Módulo de multi-muestreo habilitado con 6 botellas convencionales (MRMS)
- Módulo de cartucho de poder (MRPC)



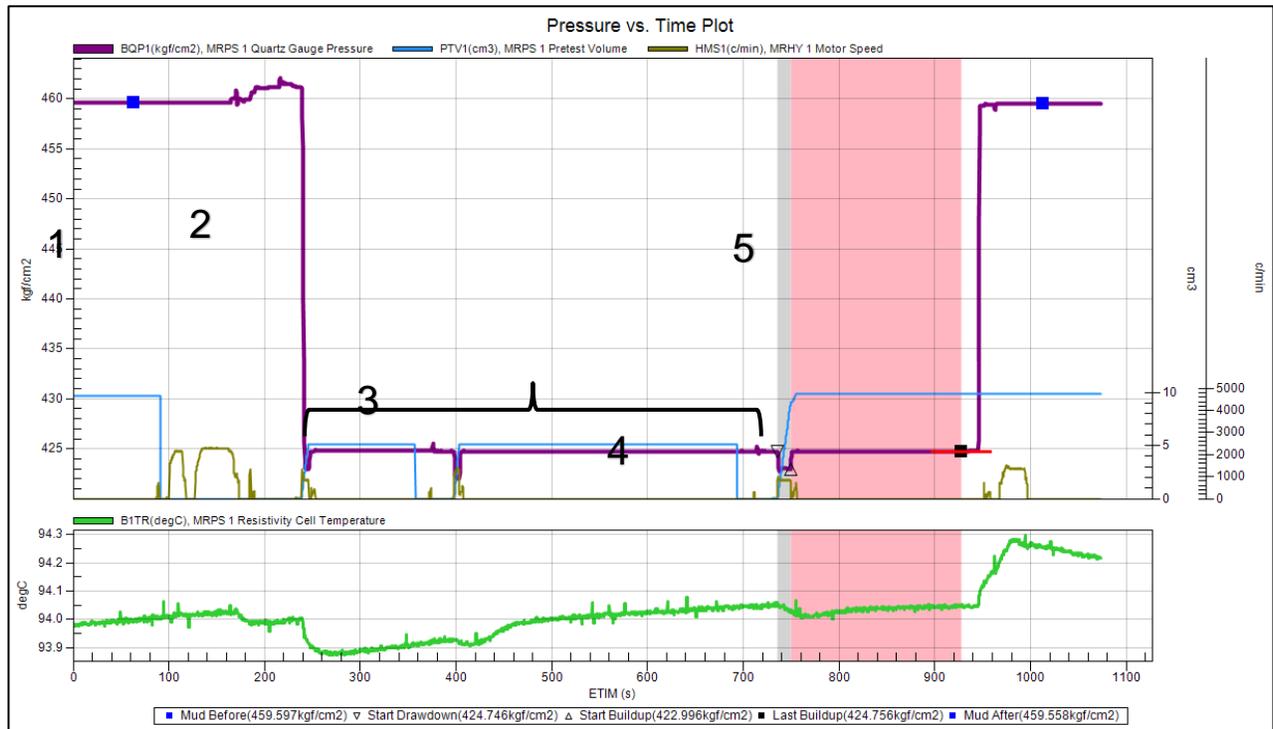
*Figura 20. Sarta MDT*

Una vez con la sarta diseñada, y bajada dentro del pozo mediante un cable eléctrico, la prueba consistió en realizar 21 estaciones a lo largo de la zona de interés, midiendo en algunas de ellas solo la presión, temperatura y haciendo el cálculo de movilidad, y en otras agregando la identificación y caracterización del fluido, así como la recuperación de muestras.

Para realizar la interpretación de las pruebas realizadas se hace uso del software InSitu Pro propiedad de la compañía Schlumberger

A continuación, se muestran algunos ejemplos de las estaciones realizadas y la interpretación que se realiza.

La **Figura 21** muestra un ejemplo de una estación de presión de presión válida de la cual se describirá su interpretación.



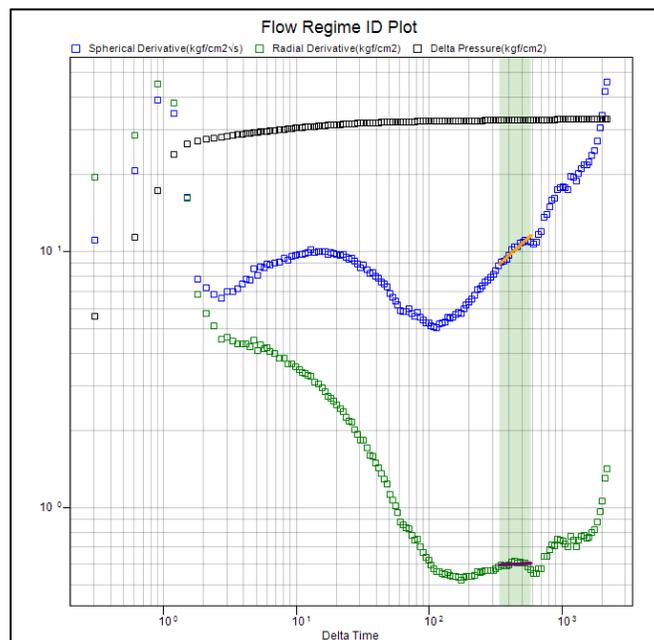
*Figura 21 Estación de presión válida*

La estación mostrada es una estación que se clasifica como una estación de presión válida y en la cual describiremos la interpretación de la misma

1. Se despliega la probeta para establecer comunicación hidráulica con la formación y se registra la presión hidrostática en dicha estación.
2. Una vez establecida la comunicación se realiza el primer pretest, esto se logra cuando se le indica al módulo de la probeta la extracción de una cantidad de volumen de entre 2 a 20 cc, a un cierto gasto establecido usualmente en un rango de 0.5 a 10 cc/s. Esta acción permite romper el enjarre que se forma en la pared del pozo y así, poder comenzar a tener lecturas de presión ya no dentro del pozo sino dentro del yacimiento.

3. En esta etapa se observa que posterior al decremento se tiene un incremento, el cual una vez estabilizado nos da la medición de la presión del yacimiento, esta acción se repite para garantizar tener una buena medición.
4. Ultimo pretest para obtener la medición final de presión de la formación y su respectiva movilidad.
5. Retracción de la probeta que se confirma al leer nuevamente la presión hidrostática en el pozo a dicha profundidad

La **Figura 22** muestra la derivada con respecto al tiempo de la restauración de presión en el último pretest (4), con el comportamiento de la derivada se analiza y se garantiza que se tiene respuesta del yacimiento además de que es posible determinar ciertos regímenes de flujo, el valor de la función derivada se determinó con el software a través del algoritmo de Bourdet.



*Figura 22 Derivada del último incremento de presión*

En dicho gráfico se muestran tanto la derivada esférica (azul) como la derivada radial (verde) y la variación en el incremento de presión  $\Delta P$  (negro). En las curvas tanto la esférica como la radial podemos observar los regímenes de flujo determinados por las pendientes, encontrando que tenemos una pendiente con valor igual a cero en la derivada radial la cual nos permite definir que se alcanzó un flujo radial a cierto tiempo garantizando que la respuesta tenida en el incremento se debe a una respuesta de yacimiento lo que permite validar la medición registrada.

Este tipo de respuestas son las que nos permiten tener puntos válidos los cuales serán utilizados a posteriori para hacer trabajo de gradientes.

En este caso de estudio se obtuvieron 16 puntos validos distribuidos a lo largo del intervalo evaluado, los cuales se muestran en la **Figura 22**.

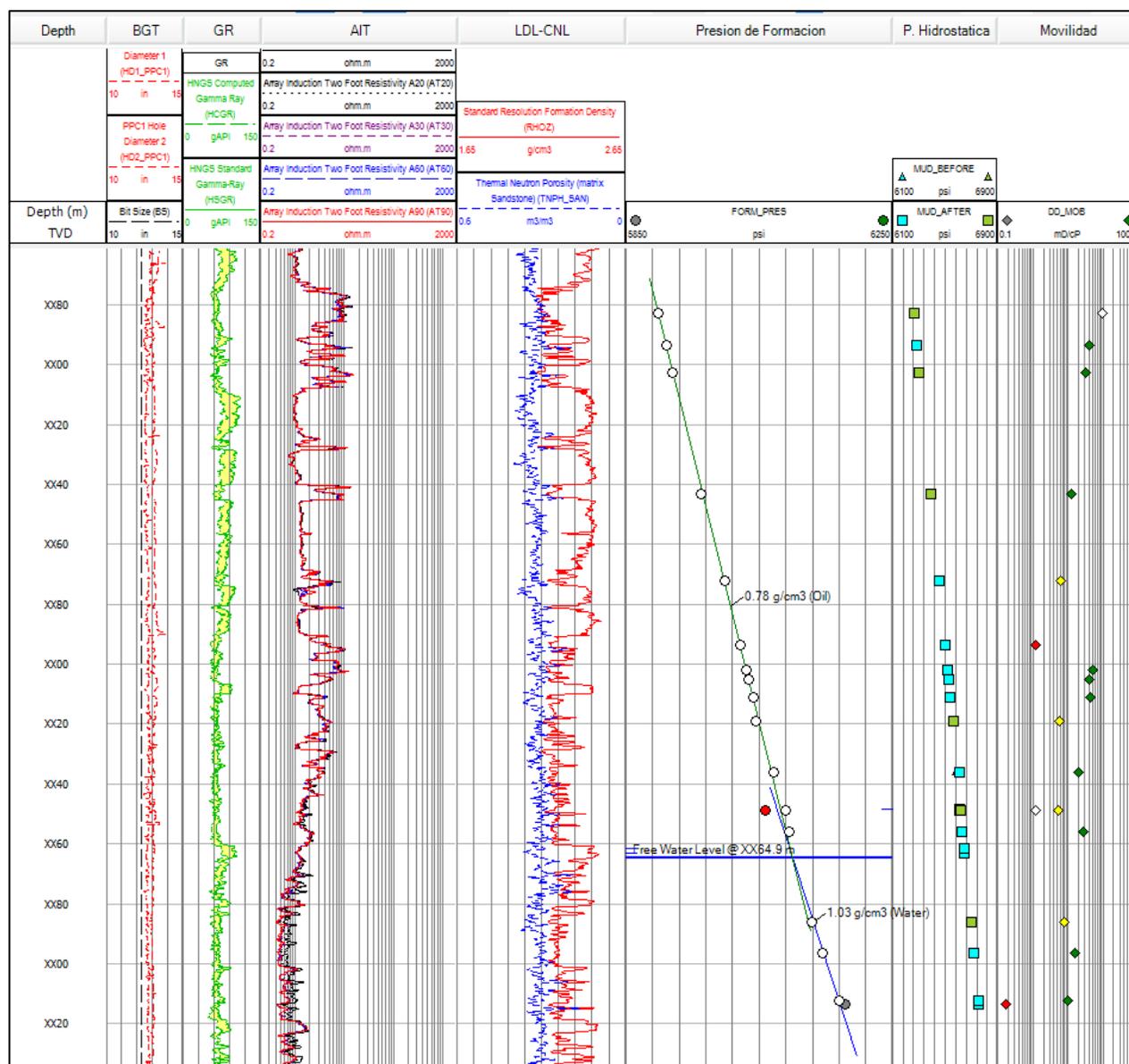


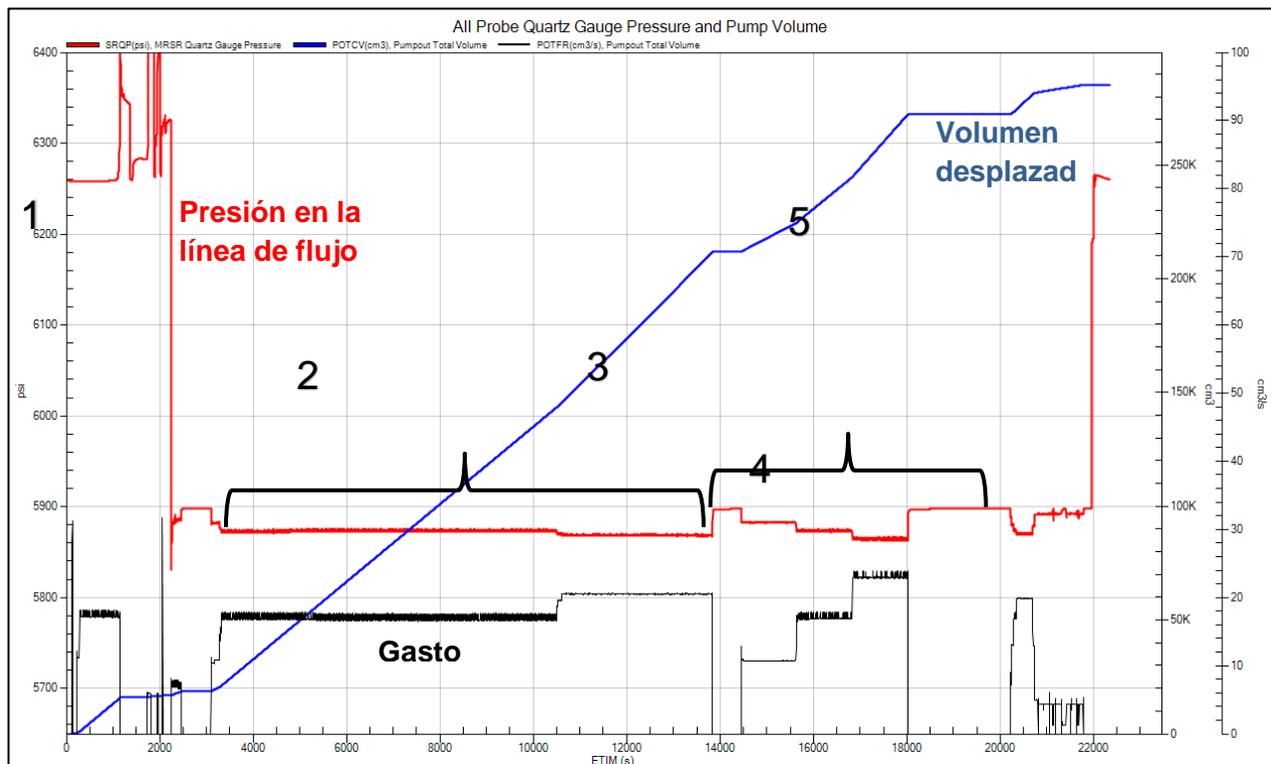
Figura 23 Distribución de Presiones

Como se observa en la figura las presiones registradas permiten calcular dos gradientes de presión con los cuales se infiere el tipo de fluido presente en el yacimiento, los gradientes de presión

sugieren una zona de aceite con un gradiente de presión que expresado en términos de densidad da un valor de  $0.78 \text{ g/cm}^3$  y un segundo gradiente en la zona inferior con una densidad de  $1.03 \text{ g/cm}^3$  indicando presencia de agua. Además, se identifica un nivel de agua libre lo que permite establecer la zona de transición de los fluidos aceite-agua.

Con estos primeros datos de presión y movilidad complementando los registros estáticos se tiene ya una mejor caracterización del yacimiento, pero esta debe ser complementada con la confirmación de la presencia de dichos fluidos

Para realizar la identificación de fluidos se procede a seleccionar varias estaciones donde ahora se hará uso de los módulos de bombeo, identificación de fluidos (IFA) y el módulo de recuperación de muestras, tal como se muestra en la **Figura 24**.



*Figura 2418 Estación típica de identificación de fluidos y recuperación de muestras*

En una estación típica donde se realiza identificación de fluidos se monitorea durante toda la estación la presión que se registra en la línea de flujo de la herramienta, la cual refleja los cambios de presión que se generan en el yacimiento por efecto del bombeo. A continuación, se describe la secuencia de eventos:

1. Inflado del Empacador Individual Radial (Saturno) para hacer sello contra la cara de la formación.
2. Flujo por medio de una bomba dentro de la configuración de la herramienta MDT, monitoreando los cambios en el fluido por medio del Analizador de Fluidos Avanzado (IFA), hasta llegar al nivel de contaminación deseado.
3. Secuencia IPTT: consiste en parar bomba para medir presión inicial y posteriormente un flujo a gasto constante y una prueba de incremento (build up) que se extiende hasta alcanzar el régimen de flujo deseado.
4. Toma de muestra.
5. Desinflado del Saturno para lograr desconexión con la formación.

Durante el periodo de flujo por medio de la bomba, se realiza una succión de los fluidos que se encuentran dentro de la formación hacia la herramienta, el cual es caracterizado usando el analizador de fluidos IFA.

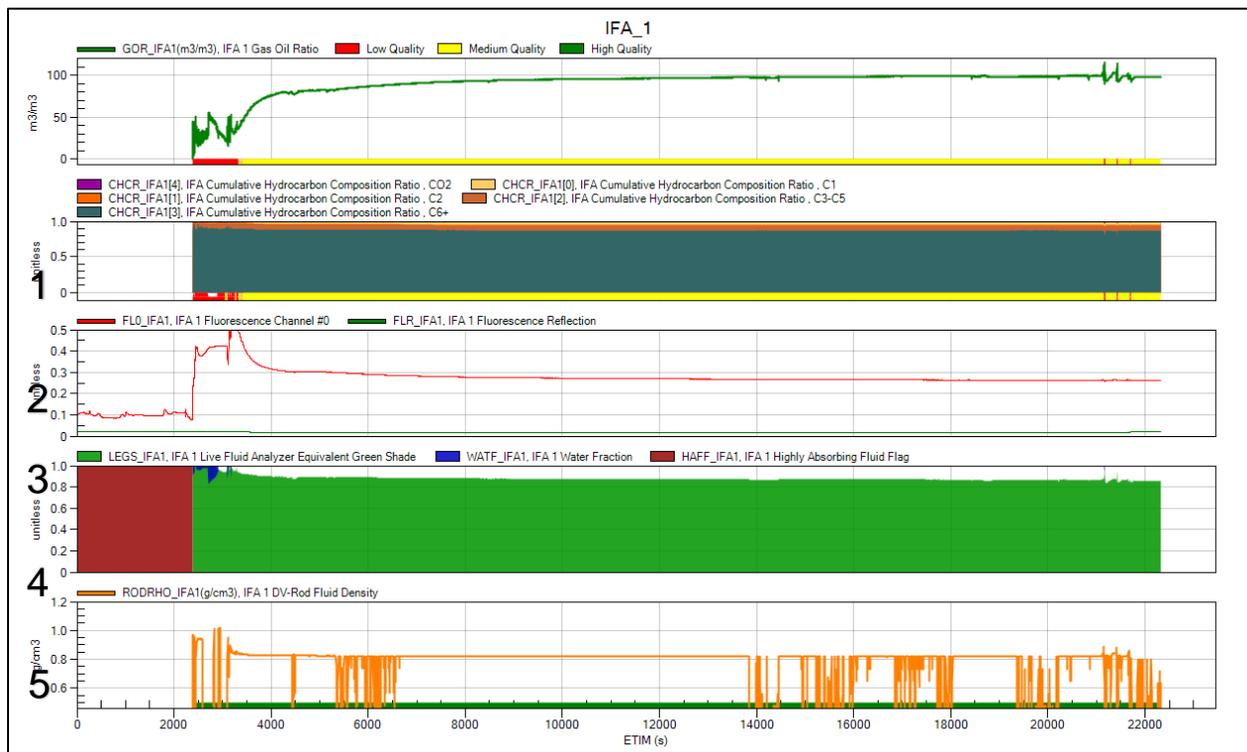


Figura 25 Identificación de aceite por medio del IFA

En la **Figura 24** se muestra la respuesta que se obtiene con el analizador de fluidos; el analizador de fluidos como ya se mencionó es un espectrómetro el cual permite caracterizar el fluido por su densidad óptica, es decir por la cantidad de luz que permite pasar el fluido.

Se observa en el carril 1 la relación gas aceite que como se puede observar al inicio de la estación tiene valores cercanos a cero, esto se debe a que al iniciar el periodo de bombeo el primer fluido que vendrá del yacimiento hacia la herramienta será el filtrado de lodo de perforación, en este caso el lodo de perforación es un lodo base aceite. Para poder diferenciar el filtrado de lodo base aceite del aceite nativo de formación la relación gas aceite es una medición de gran ayuda ya que el filtrado de lodo a diferencia del aceite nativo es un fluido “muerto”, es decir un fluido que no contiene gas en solución por lo tanto su relación gas aceite debe ser prácticamente nula. Conforme el periodo de bombeo sigue avanzando se observa como el RGA comienza a incrementar hasta llegar a alcanzar en este caso valores estables de aproximadamente 100 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Una vez que se tiene identificada la presencia de hidrocarburos, en el carril 2 se puede cuantificar en porcentaje peso la composición del hidrocarburo en fracciones de C1, C2, en conjunto C3-C5 y finalmente componentes de C6+.

En el carril número 3 se grafican los sensores de fluorescencia y reflectancia, siendo la fluorescencia una característica de los hidrocarburos líquidos, siendo esta otra medición que permite identificar si el hidrocarburo que fluye del yacimiento a la herramienta se encuentra en estado líquido o gaseoso. Para este caso se muestra que solamente se activa el sensor de fluorescencia (línea roja) lo que permite identificar que el hidrocarburo fluye en estado líquido.

El carril 4 muestra de manera sencilla la fracción de fluido presente definida por su densidad óptica indicando en color marrón un fluido de alta densidad óptica la cual se asocia al lodo de perforación, el cual se usó al inicio de la estación para inflar el empacador radial Saturno, una vez que se infla y se comienza el periodo de bombeo el color de la fracción de fluidos cambia a color verde el cual indica la presencia de hidrocarburo.

Por último, en el carril número 5 se observa la densidad del fluido, esta medición es de gran ayuda para la caracterización del fluido.

Además de la identificación y caracterización de fluido, uno de los principales objetivos es recuperar una muestra del fluido lo más limpio posible, para lograr esto es necesario ir monitoreando el nivel de contaminación del fluido a lo largo de la estación. Para realizar esto se cuenta con un algoritmo el cual utilizando múltiples mediciones permite estimar la contaminación con lo que se podrá decidir cuál es el momento idóneo para recuperar la muestra (**Figura 26**).

Las diferentes mediciones que usa el algoritmo son las siguientes:

- Densidad óptica del fluido
- Densidad del fluido
- Relación Gas-Aceite
- Factor Volumétrico de formación ( $B_o$ )

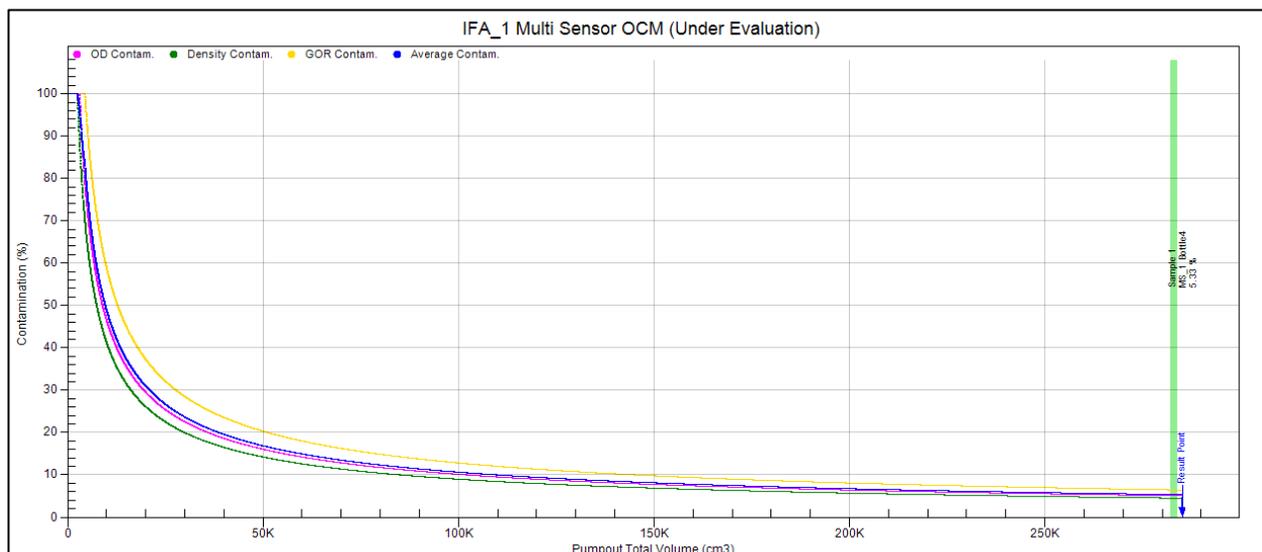


Figura 26 Estimación de contaminación.

Para tener una muestra representativa y que sea válida en el laboratorio para poder realizar todos los experimentos PVT y determinar las propiedades del fluido es necesaria que su contaminación sea menor al 10%, para este caso se observa que utilizando las diferentes mediciones el algoritmo estima una contaminación ya cercana al 5% garantizando de esta manera que el fluido que se recupera será válido para el laboratorio.

Una vez que se alcanza el nivel de contaminación requerido se procede a la recuperación de la muestra (**Figura 27**), para realizar esto lo que requiero hacer es indicar al ingeniero de campo el cual es el operador de la herramienta que siga fluyendo y que proceda a dar el comando a la herramienta para que se abra la botella donde se capturará el fluido, una vez abierta la botella se le indica que se haga el cierre del puerto de salida de la línea de flujo sin detener el bombeo, esto generará que el fluido que está siendo desplazado se dirija hacia la botella abierta. Durante el llenado de la botella se monitorea la presión en la línea de flujo, esto con la finalidad de presurizar la muestra para garantizar que cuando sea recuperada en superficie se preserven las condiciones de presión en fondo para garantizar que el fluido es monofásico y no pierda su representatividad.

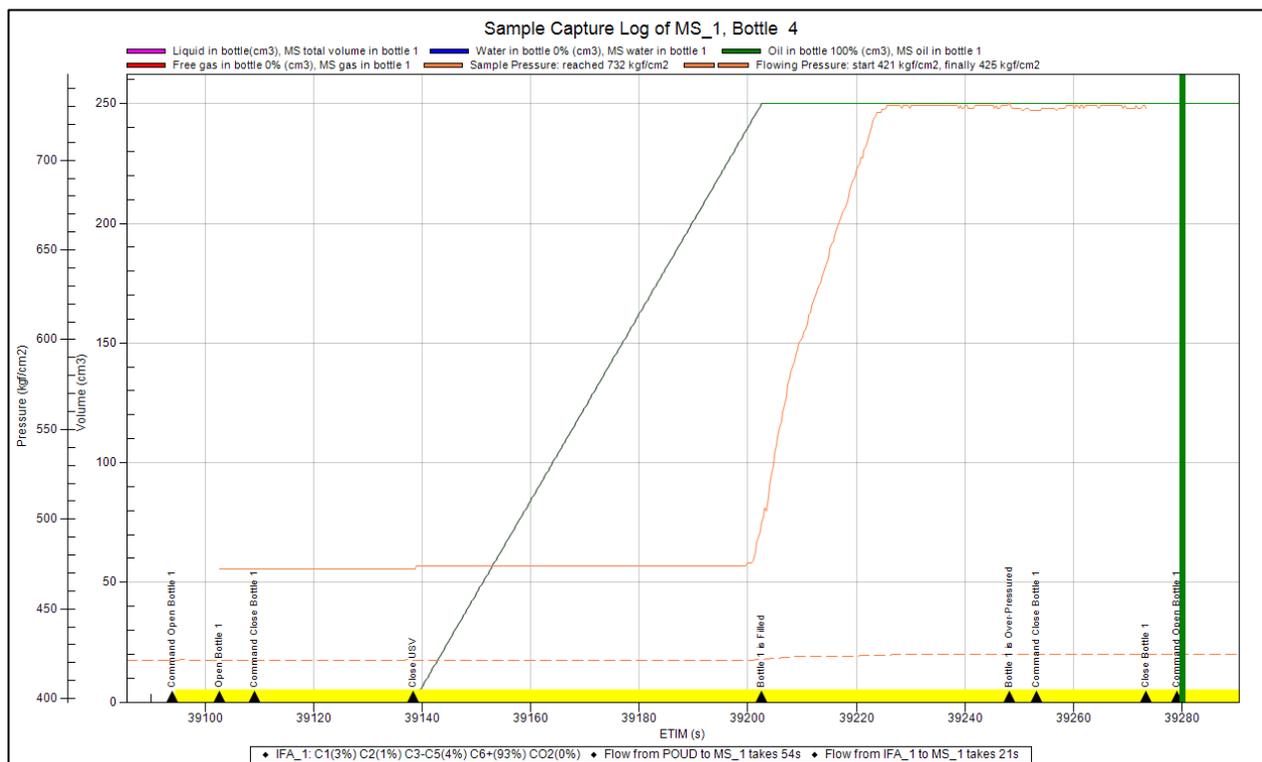


Figura 27 Recuperación de muestra de aceite

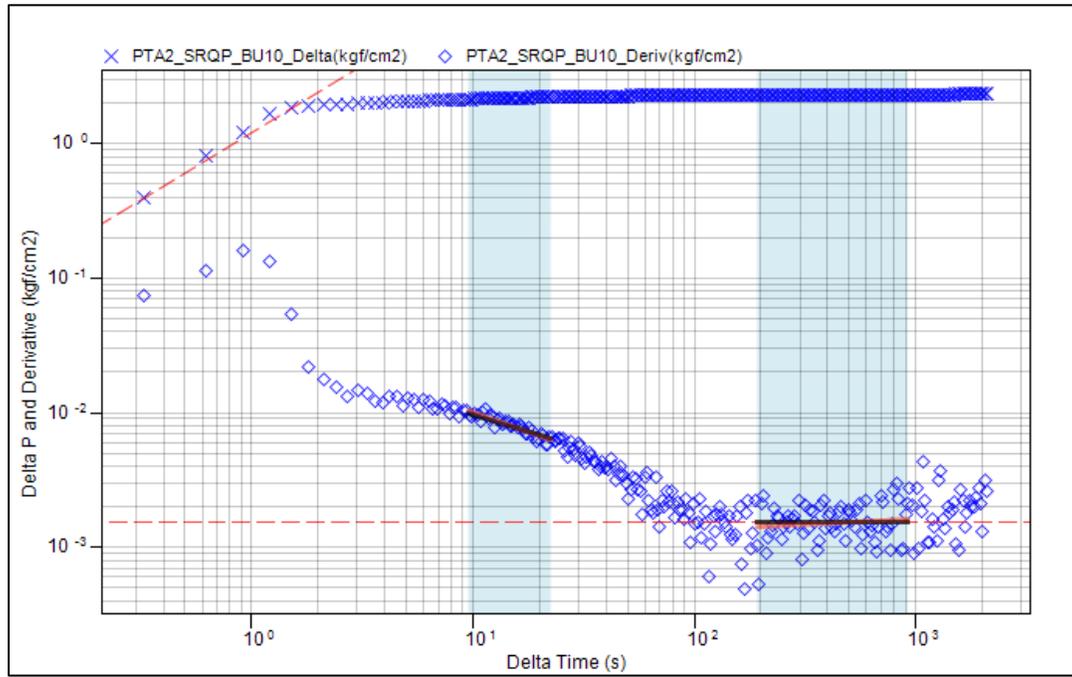
Para esta estación los resultados de la caracterización del fluido son los siguientes:

RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	C1 (wt%)	C2 (wt%)	C3-C5 (wt%)	C6+ (wt%)	Bo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Contamination (%)
101.3	7	1.5	6.5	85	1.15	0.82	5.4

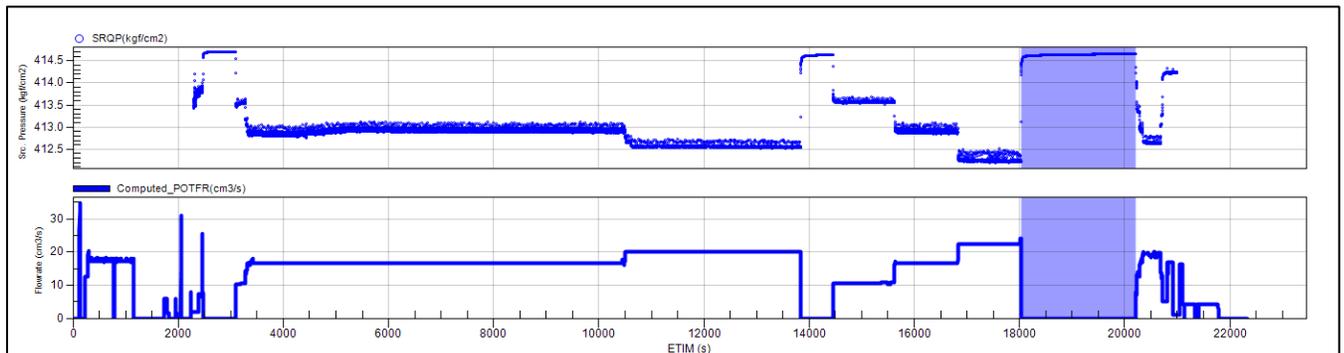
Tabla 1 Resultados de la caracterización del aceite

Además de la caracterización del fluido y la recuperación de la muestra es posible realizar una prueba que se conoce como IPTT (*Interval Pressure Transient Test*), dicha prueba consiste en realizar un pequeño transiente de presión en uno de los intervalos evaluados esto permitirá hacer un análisis matemático de dicho transiente de presión para poder determinar las propiedades del yacimiento como la permeabilidad efectiva al fluido que contiene el yacimiento, el daño asociado a la perforación.

Para la estación que se muestra se realizó el IPTT obteniendo la siguiente derivada, mostrada en la **Figura 28**.



*Figura 28 Transiente de Presión*



*Figura 29 Presión y gastos durante la prueba*

Con el incremento se generó la derivada en la cual es posible identificar regímenes de flujo que servirán para estimar las propiedades del yacimiento, como se muestra en la **Figura 29**.

En este caso se estiman los siguientes valores:

Permeabilidad horizontal (kh) [mD]	Permeabilidad vertical (kv) [mD]	Daño (S)	Pi [kgf/cm <sup>2</sup> ]
76.1	0.4	12.5	414.6

Tabla 2 Resultados de la interpretación del transiente de presión

Así como se realizaron estaciones que permitieron caracterizar el intervalo donde se había inferido la presencia de aceite también se realizó la identificación de fluido para la zona donde se infería agua.

De manera similar a la estación donde se identificó el aceite, se procede a fluir del yacimiento hacia la línea de flujo de la herramienta en donde el fluido pasa por el analizador IFA para realizar su identificación y posterior caracterización. A continuación, se muestra la respuesta del analizador en la **Figura 30**.

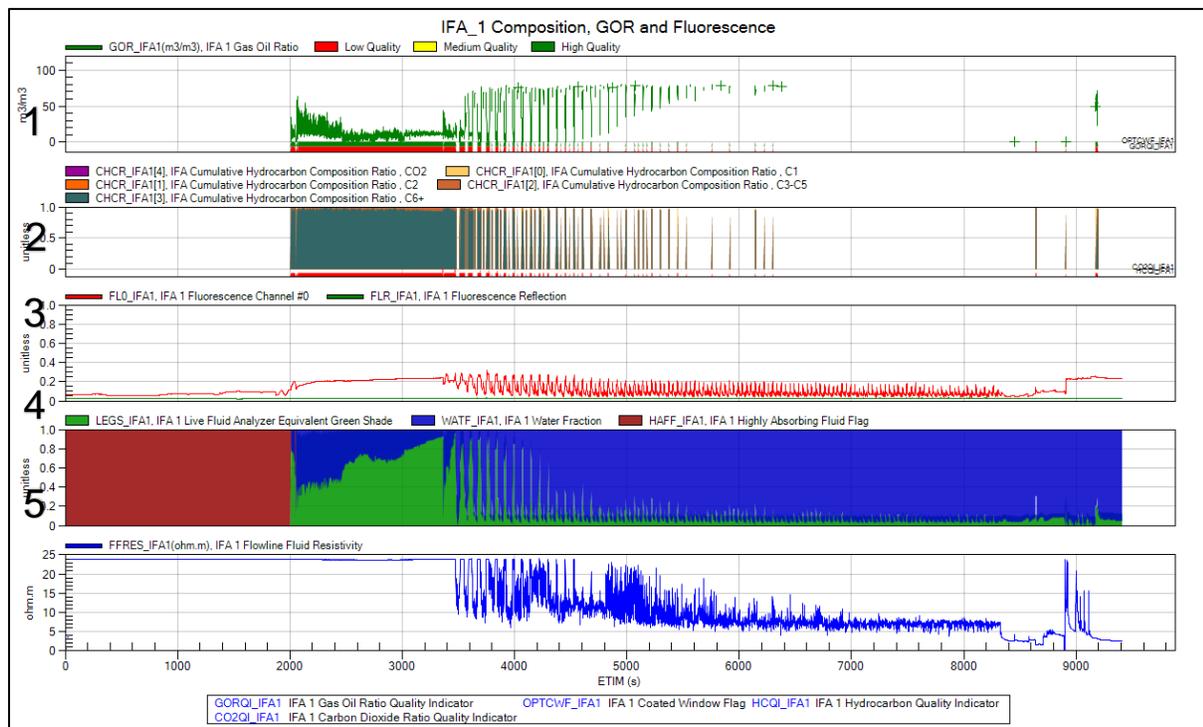


Figura 30 Identificación de agua por medio del IFA

Se presenta en el carril 1 la relación gas-aceite, a diferencia de la estación donde se identificó la presencia de aceite aquí se puede observar que al inicio del flujo la RGA es muy baja, cercana a cero esto es resultado de que al inicio de la estación la parte de aceite que se observa es debido

al filtrado de lodo, conforme se fluye se observa que los valores de RGA se vuelven nulos conforme aumenta la presencia de agua.

El carril 2, que es el carril de la composición de los hidrocarburos también se muestra sin registro una vez que la fracción de agua es prácticamente al 100%, así mismo el carril 3 de fluorescencia y reflectancia no muestra activación ya que no existe presencia de hidrocarburos.

El carril 4 nos indica ya de forma clara la presencia del agua, pudiendo determinar que el fluido que se encuentra en el yacimiento en esa zona es agua, la última medición que nos confirma la presencia de agua es la resistividad, el agua al ser un fluido conductivo tiene valores de baja resistividad y en el carril 5 se observa claramente cómo va disminuyendo la resistividad conforme se fluye lo que nos ayuda a garantizar que la muestra que se recupere será con un nivel de contaminación bajo.

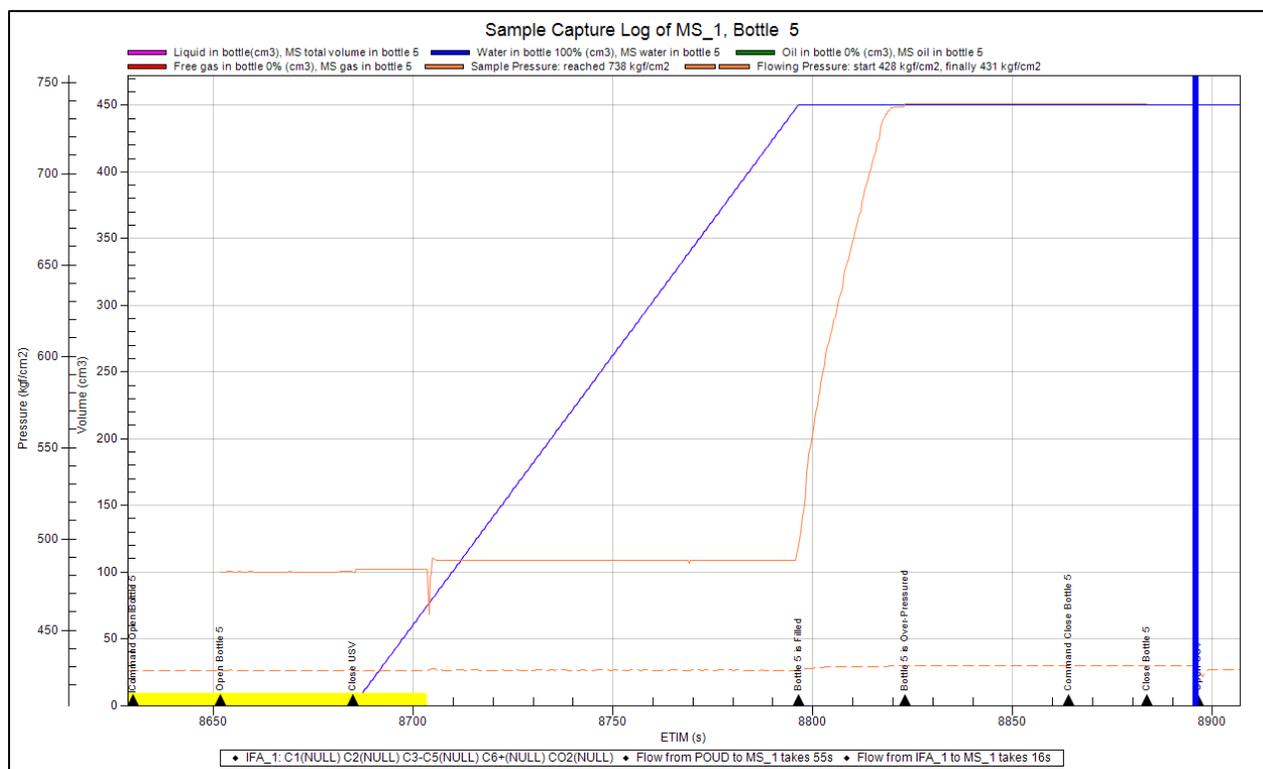


Figura 31 Recuperación de muestra de agua

Una vez terminado todo el programa de toma de puntos de presión, identificación de fluidos y recuperación de muestras se completa la caracterización dinámica y se hace la integración con la caracterización estática. Obteniendo una evaluación completa, como se observa en la **Figura 31**.

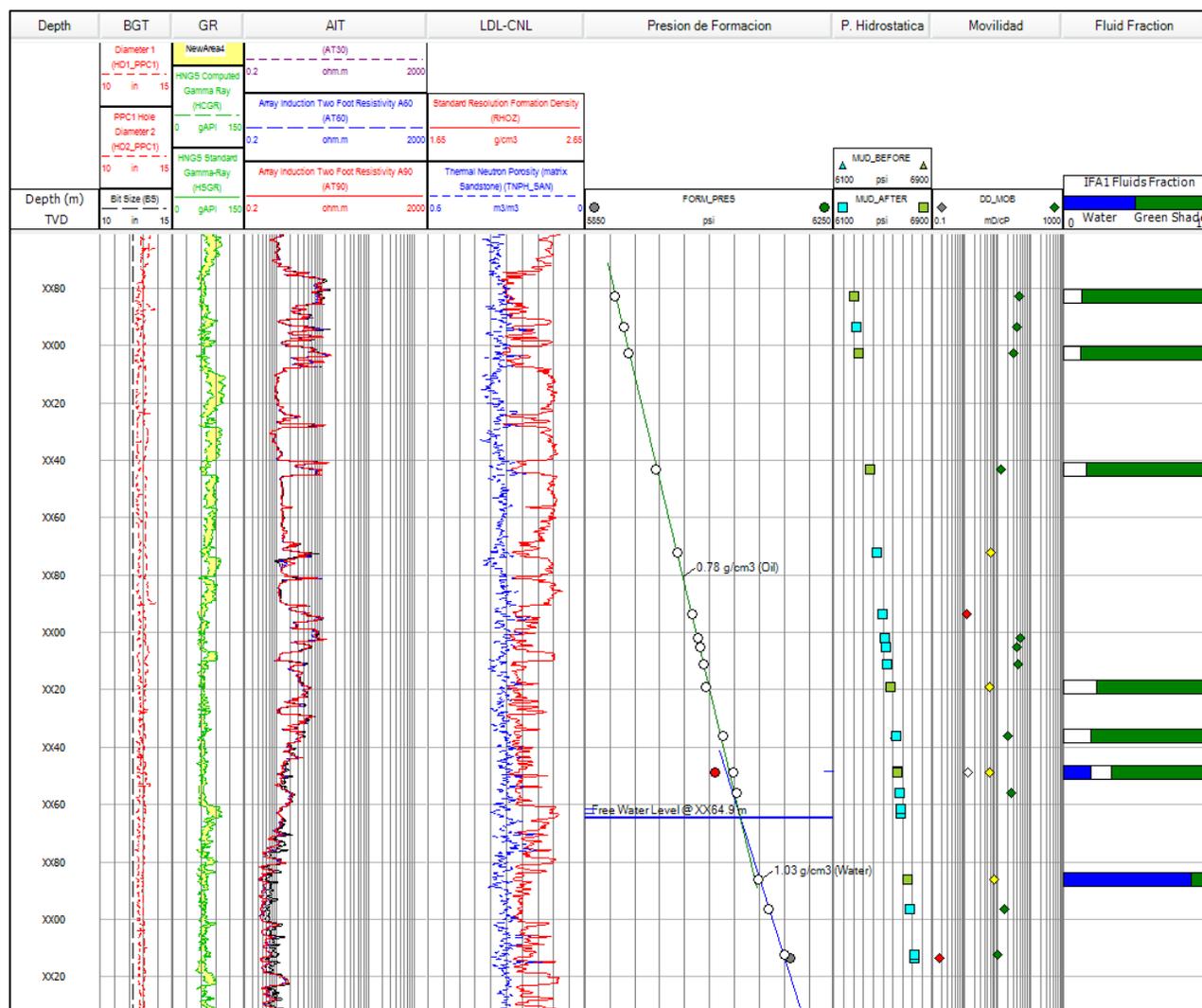


Figura 32 Integración estática y dinámica

Cabe aclarar que, aunque se remarcan los resultados obtenidos con el analizador de fluidos IFA y la metodología IPTT, ya que estos son los actores principales que proporcionan la información para la interpretación; estos trabajan de la mano con el resto de los módulos que permiten operar la herramienta como son el módulo de poder (MRPC), las bombas (MRPO), el módulo hidráulico (MRHY) que permite desplegar la probeta y los módulos para recuperar las muestras (MRMS, MRSC).

# Conclusiones

El empleo de los probadores dinámicos de formación permite la caracterización temprana del yacimiento, identificando las propiedades tanto de los fluidos como de la roca.

Los probadores dinámicos pueden aplicarse en cualquier tipo de ambiente y formación, no tienen restricciones por tipo de lodo empleado en la perforación, sus únicas limitantes serían pozos con temperaturas mayores a los 400 grados Fahrenheit o agujeros menores a 5 pulgadas de diámetro.

El analizador de fluidos IFA se ha vuelto una herramienta muy importante para la primera caracterización de fluido, debido a su alta confiabilidad en los valores que reporta, a lo largo de los trabajos que he realizado se han comparaciones de las mediciones obtenidas por el IFA en tiempo real contra las mediciones del laboratorio de las muestras recuperadas teniéndose un porcentaje de error menor al 5%.

La metodología del IPTT permite optimizar las pruebas de producción asegurando un escenario con mayor probabilidad de éxito para la prueba final.

La metodología permite reducir la incertidumbre y disminuir los costos de terminación, en vista que se asegura solo probar las zonas prospectivas.

Se muestra como los probadores dinámicos cada vez van tomando un mayor protagonismo en la industria petrolera mundial, ya que con los precios actuales del barril y las cada vez mayores restricciones ambientales han llevado a que las operadoras reduzcan las pruebas convencionales (DST) Y que los probadores dinámicos de formación puedan ser usados para efectos de certificación de reservas

El trabajar con este tipo de pruebas me ha permitido afianzar los conocimientos teóricos aprendidos en el aula y aplicarlos ya directamente en la industria petrolera no solo nacional sino de otras regiones del continente.

También comprendí la relevancia del trabajo en equipos multidisciplinarios ya que una tarea que pareciera no estar completamente ligada con otra, al final se integran y se complementan entre si.

# Lista de Abreviaturas

IPTT	Interval Pressure Transient Test
XPT	eXpress Pressure Tool
MDT	Modular Dynamic Tester
MRPC	Cartucho de Poder
MRMS	Módulo de multimuestreo
MRPS	Módulo de probeta
LFA	Live fluid analyzer
IFA	InSitu Fluid Analyzer
MRPA	Módulo de Doble Empacador
MRSR	Módulo de Empacador Radial Saturno
MRHY	Módulo Hidráulico
MRPO	Módulo de bombeo
C1	Metano
C2	Etano
C3	Propano
C4	Butano
C5	Pentano
C6	Hexano
RGA	Relación Gas-Aceite

EDTA	Enhanced Downhole Tool Bus Adapter
LEHQT	Medidor de tensión de la cabeza de la herramienta
DSI	Dipole Sonic Imager – Registro Sónico Dipolar
BGT	Borehole Geometry Tool – Herramienta de geometría de pozo
FMI	Formation Microresistivity Imager – Registro de imágenes microresistivas de formación
LDL	Litho Density Log – Registro de litidensidad
CNL	Compensated Neutron Log – Registro de neutrón compensado
AIT	Array Induction Imager Tool – Herramienta de Inducción de formación
DST	Drill Stem Test – Prueba de Producción para determinar el potencial de producción del pozo.

# Bibliografía

Schlumberger <sup>TM</sup>. "Fundamentals of Formation Testing". Clamart, France 2006